

ANEXOS

**Colombia: El Sector Eléctrico y el Banco Mundial
1970 - 1990**

Proyecto de Ley

“Por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión
y distribución de electricidad en el territorio nacional”

Del Racionamiento a la Protección del Medio Ambiente

COLOMBIA: EL SECTOR ELECTRICO Y EL BANCO MUNDIAL.

1970 - 1987

Departamento de Evaluación y Operaciones Banco Mundial

INTRODUCCION

Desarrollo del sector, 1970 - 1987

Durante 1970 - 87, el Banco Mundial hizo 15 préstamos a Colombia para energía eléctrica por casi US\$1.900 millones (Cuadro 1.1). El Banco Interamericano de Desarrollo (BID), la otra entidad principal de financiamiento externo para el sector, contribuyó con otros \$1.900 millones en 20 préstamos (Cuadro 1.2). Cada uno aportó cerca del 40% de los préstamos externos a largo plazo; aproximadamente US\$5.000 millones. Este fue un período de rápido aumento en la capacidad instalada y en el cumplimiento del rápido aumento de la población colombiana. El Cuadro 1.3 muestra las principales empresas del sector eléctrico colombiano; la Tabla 1.1 presenta una imagen amplia de cómo se desarrollaron las operaciones eléctricas.

Entre 1971 y 1989 el número de suscriptores en el sector aumentó 3.5 veces, acercándose a los 4.5 millones.

Cuadro 1.1
PRESTAMOS DEL BANCO MUNDIAL AL SECTOR ELECTRICO COLOMBIANO
1970 - 1987

Préstamo No.	Prestatario	Proyecto	Fecha de aprobación	Cantidad
681	ISA	Chivor (H)	03 - 70	52.3
874	EPM	Guatapé II (H)	01 - 73	56
1582	ISA	San Carlos I (H)	05 - 78	126
1583	GOBIERNO	Línea de interconexión 500 - kW	05 - 78	50
1628	EEB	Mesitas (H)	11 - 78	84
1725	ISA	San Carlos II (H)	06 - 78	72
1807	EEB	Bogotá Distribución I	03 - 80	87
1868	EPM	Guadalupe IV (H)	06 - 80	125
1953	EPM	Playas (H)	03 - 81	85
1999	CORELCA	Eletrificación Rural	06 - 81	36
2008	EEB	Guavio (H)	03 - 81	359
2401	FEN	Desarrollo Eléctrico	03 - 84	170
2449	EPM	Río Grande (H)	06 - 84	164.5
2634	EEB	Bogotá Distribución II	11 - 85	171
2889	GOBIERNO	Ajuste Sector Eléctrico	12 - 87	300

* Documento elaborado por el Departamento de Evaluación de Operaciones (DEO) del Banco Mundial.

Tomado de: Ministerio de Minas y Energía, Comisión Nacional de Energía, Banco Mundial - ESMAP Evaluación del Sector Eléctrico Colombiano 1970 - 1990, Santafé de Bogotá, D.C., Colombia, 1991.

Cuadro 1.2
Préstamos del Banco Interamericano
de Desarrollo al Sector Eléctrico Colombiano
1970 - 1987

OC - 211	ICEL	Subtransmisión Distribución	02 - 71	9.8
SO - 290	ICEL	Subtransmisión Distribución	02 - 71	16
OC - 214	ISA	Chivor (H)	05 - 71	53
OC - 249	EEB	Transmisión Distribución	06 - 73	21.2
OC - 258	CHEC	Esmeralda / Insula (H)	10 - 73	4.9
SO - 374	CHEC	Esmeralda / Insula (H)	10 - 73	2.4
OC - 263	ISA	Chivor II (H)	12 - 73	58.6
IR - 19	ISA	San Carlos (H)	12 - 77	96.6
IR - 39	ISA	Jaguas (H)	11 - 78	111.7
IR - 40	ISA	Jaguas (H)	11 - 78	30
OC - 371	CVC	Salvajina (H)	12 - 79	51.5
SO - 608	ICEL	Electrificación Rural	08 - 80	50
IR - 70	EPM	Playas (H)	12 - 80	106.4
IR - 77	EEB	Guavio (H)	06 - 80	172.3
OC - 438	GOBIERNO	Microcentrales	07 - 83	25
IR - 126	EEB	Guavio (H)	12 - 83	411.5
IR - 147	ISA	Jaguas (H)	06 - 85	40.2
IR - 160	ISA	Jaguas (H)	05 - 85	52
IR - 195	ISA	Transmisión	12 - 85	115.8
IR - 237	FEN	Programa de Distribución	12 - 86	80

Las ventas aumentaron un poco más rápidamente, hasta 24.6 (TWh) y la capacidad instalada se cuadruplicó para llegar a 8.4 (GW). El porcentaje de la población con acceso a la electricidad aumentó en más de 15 puntos porcentuales, superando el 60%. En las áreas rurales se elevó de 15% a 45%.

3. El desarrollo real en el sector se quedó rezagado con relación a lo que se había pronosticado. En particular, el crecimiento de la demanda fue más bajo de lo esperado en los años 80, y la rigidez en los programas de expansión de la generación creó una capacidad excesiva a finales de la década. La mayoría de los aspectos identificados

en la evaluación hecha por el Departamento de Evaluación de Operaciones (DEO) hace 20 años, no ha sido resuelta aún. En particular, la compleja e inadecuada estructura institucional del sector; el pobre desempeño financiero de las empresas individuales y del sector como un todo; las bajas y distorsionadas tarifas de electricidad; un programa de inversión sectorial que enfatiza las centrales de generación a expensas de la distribución y que está afectado por tiempos y costos de ejecución que exceden las proyecciones; y un procedimiento de selección de proyectos que, en algunos casos, ha conducido a resultados inferiores al óptimo en términos económicos y financieros.

4. El enorme programa de inversión del sector eléctrico, combinado con la inadecuada generación de recursos internos y el gran endeudamiento externo, tuvieron sin duda impacto negativo en el crecimiento económico de Colombia, y en la situación macrofinanciera en los años 80 (Cuadro 1.4). Los hallazgos de la DEO confirman que un apropiado manejo financiero en el sector eléctrico es un componente esencial de cualquier esfuerzo por obtener objetivos macroeconómicos como la estabilización de la balanza de pagos, la reducción del déficit fiscal del sector público y la aceleración del crecimiento económico no inflacionario.

Historia de las relaciones del Banco Mundial y el sector

5. Durante el período considerado, las relaciones entre el gobierno, el sector eléctrico y el Banco Mundial tuvieron dos grandes fases y el comienzo de una tercera. Durante la primera, en los años 70, el énfasis del diálogo se ubicó en la interconexión, la estructura y el rol de ISA y las finanzas del sector, en tanto, se reflejaban sobre las finanzas de ISA. En la segunda (primera mitad de los años 80) la necesidad de reaccionar ante las emergencias opacó las consideraciones de largo plazo. Por consiguiente, el diálogo no tuvo un foco tan claro; se orientó a la distribución y electrificación rural y a los tópicos asociados con las empresas individuales, mientras que los aspectos sectoriales se trataron de una manera indirecta. Para mediados de la década de los 80 se había retornado a los aspectos sectoriales más amplios, en particular al desempeño financiero. En la tercera fase, a finales del período (1987), la preparación del Préstamo de Ajuste del Sector Eléctrico estableció el escenario para lo que parece ser una nueva etapa de diálogo, con énfasis en los grandes temas del sector, los cuales, aunque nunca dejaron de ser discutidos, de alguna manera fueron opacados por las exigencias de comienzos de los años 80.

Cuadro 1.3
Producción y regulación eléctrica en Colombia

Durante el período de este estudio, siete compañías generaron, transmitieron y distribuyeron toda la energía eléctrica consumida en Colombia.

Tres pertenecen a municipios: Empresa de Energía de Bogotá, Empresas Públicas de Medellín y Empresas Municipales de Cali. La última de ellas es una empresa de distribución, pero las dos primeras también poseen y operan capacidad generadora y la infraestructura de transmisión asociada.

Una entidad del orden nacional, Corporación Autónoma Regional del Cauca (CVC), es responsable de la generación y transmisión de la electricidad en bloque a las agencias distribuidoras regionales, en particular a EMCALI, la más grande de éstas.

El Instituto Colombiano de Energía Eléctrica (ICEL) y la Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica (CORELCA): Estas entidades nacionales proveen a través de 13 y 7 subsidiarias —respectivamente— electricidad en áreas distantes a las atendidas por las 4 empresas mencionadas antes. El área de CORELCA cubre los departamentos que se encuentran a lo largo de la Costa Atlántica; el área de ICEL cubre el resto del país.

Interconexión Eléctrica S.A. (ISA), una empresa constituida por EEB, EPM, CVC e ICEL (y desde 1976, también por CORELCA) es responsable de la planeación, construcción, propiedad y operación de los principales proyectos de generación y transmisión en el sistema de interconexión nacional.

Otras cuatro instituciones jugaron un papel principal en el sector:

- El Ministerio de Minas y Energía que define la política y ejerce una (limitada) función regulatoria sectorial.
- El Departamento Nacional de Planeación que, entre otras cosas, revisa los programas de inversión del sector y los presenta al CONPES para su aprobación final.
- La Junta Nacional de Tarifas, adscrita al Departamento Nacional de Planeación, que fija tarifas. No obstante, hasta 1986 careció de una completa responsabilidad regulatoria en esa área.
- La Financiera Eléctrica Nacional, establecida por el gobierno en 1982 para movilizar y supervisar las finanzas del sector.

Tabla 1.1
Suscriptores, capacidad de generación y ventas, 1971 - 89

Empresa	Suscriptores (Miles)			Capacidad de Gene- ración en MW / a			Ventas en TWh		
	1971	1986	1989	1971	1986	1989	1971	1986	1989
EEB	303	805	941	637	878	1.158	1.8	4.8	5.8
EPM	183	414	491	579	1.168	1.369	1.6	3.9	4.5
CVC	231	485	547	262	860	821	1.1	3	3.4
ICEL	389	1.413	1.698	513	832	851	1.1	4.6	3.2
CORELCA	212	617	712	178	896	1.020	0.9	3.6	4.2
ISA					1.885	2.652	6.7	20.4	24.6
Total / b	1.348	3.831	4.530	2.619	6.519	8.370	6.7	20.4	24.6
Promedio Anual de Crecimiento									
Tasas	1971-86		7.2	10.5		7.7			
	1986-89		5.8	8.7		6.4			

a/ - Capacidad efectiva

b/ - Incorpora otros mercados más pequeños.

6. El período 1971 - 78. Después de la reorganización del sector a finales de los 60, cuando ISA y CORELCA fueron creadas y ELECTRAGUAS se transformó en ICEL, a comienzos de los años 70 el sector se estaba ajustando a su nueva situación; ISA llevaba a cabo la interconexión de los principales sistemas regionales (los de EEB, EPM, CVC e ICEL) y la construcción de la planta hidroeléctrica de Chivor I de 500 MW. Mientras las tarifas eléctricas se rezagaron con respecto de la inflación y se deterioraron en cerca de una tercera parte en términos reales,

los accionistas de ISA no pudieron cumplir con sus obligaciones financieras con esta empresa, las cuales eran parte integral de las condiciones de los préstamos acordados con el Banco.

7. El persistente incumplimiento condujo al Banco en 1974 a suspender los desembolsos de dos préstamos eléctricos en curso. Aunque los desembolsos se reiniciaron siete meses más tarde, se necesitaron 3 años de trabajos preparatorios y dilatadas negociaciones para que el Banco pudiera presentar una nueva operación de crédito

ante su Directorio, para el proyecto hidroeléctrico San Carlos I de ISA y la línea de interconexión a 500 kV entre el sistema de CORELCA y el interior del país. El largo período de preparación de estas operaciones de crédito se debió a la dura posición que asumieron el Banco Mundial y el Banco Interamericano de Desarrollo frente a la necesidad de ajustes tarifarios y modificaciones adecuadas a los estatutos de ISA.

8. Aunque en el Acuerdo de Sochagota de 1976 el gobierno y el sector acordaron en principio que CORELCA se convertiría en uno de los accionistas de ISA y que la política tarifaria se ajustaría a los criterios de las principales entidades prestamistas, el acuerdo sobre los puntos específicos tomó mucho tiempo y condujo a controversias entre los colombianos y el Banco, y también al interior de éste. Sin embargo, la completa preparación de la operación de San Carlos I permitió al Banco procesar rápidamente 2 proyectos de generación adicionales (Mesitas con el EEB y San Carlos II con ISA).

9. "El Acuerdo de Cali". En 1979, año que marcó el fin de la primera fase e iniciación de la segunda en las relaciones del Banco con el sector, se produjo también el segundo mayor aumento en el precio del petróleo.

Para el sector, fue el año del "Acuerdo de Cali". Este acuerdo hizo explícito un desarrollo que se había estado gestando por mucho tiempo, pero que nunca había sido claramente reconocido. Se apartaba del criterio que había predominado desde la creación de ISA, según el cual esta empresa llegaría a ser la entidad absolutamente dominante en el sector, la cual, además de realizar la planeación y operación de la red nacional, construiría y sería propietaria de todas las expansiones importantes de generación y transmisión en el sistema interconectado.

10. En la época del "Acuerdo de Cali", la principal preocupación del sector era atender la demanda a corto plazo (comienzos de los años 80) y a mediano plazo (de mediados y hasta finales de los años 80). Las demoras incurridas en la construcción de las principales plantas hidroeléctricas y la dilatada preparación para la financiación del proyecto de San Carlos llevaron al gobierno y al sector a realizar dos programas de emergencia compuestos principalmente por plantas térmicas de generación. Sin embargo, éstos se llevaron a cabo a un ritmo muy inferior al planeado.

11. Estos retrasos en la ejecución del programa y la salida de servicio duran-

Cuadro 1.4
Vínculos entre el sector eléctrico y la economía colombiana

Aunque la participación del sector eléctrico en el Producto Interno Bruto colombiano se triplicó entre 1975 y 1986, ésta fue solamente del 2% en el último año. Entre tanto, la participación del sector en la inversión pública aumentó de un nivel entre 20% y 25% a mediados de los años 70, a más de la tercera parte en los 80. Este aumento pudo haber contribuido al agudo descenso simultáneo de la inversión pública asignada a los sectores sociales.

Son pocos los encadenamientos hacia atrás entre el sector eléctrico y el resto de la economía colombiana. El 60% de los inmensos gastos de inversión del sector se hicieron en bienes importados y en servicios. Esta alta intensidad de importaciones fue el motivo principal por el cual la deuda externa del sector eléctrico aumentó no solamente en términos absolutos, sino también como participación total de la deuda externa pública de Colombia: de cerca de 20% en los años 70 a una tercera parte a mediados de los 80. La deuda externa pública total se quintuplicó en el período.

Los pagos de intereses al exterior por parte del sector eléctrico se triplicaron entre 1980 y 1987, año para el cual representaban el 37% del total de los pagos de intereses al sector público. Esto probablemente bloqueó el acceso al crédito externo para otros sectores, posiblemente con mejores perspectivas de crecimiento.

Desde finales de los años 70 el sector eléctrico ha dependido de aportes del gobierno en cantidades que superaron los US\$150 millones anuales, y que aumentaron por encima de US\$300 millones anuales a comienzos de la década de los 80. El sector eléctrico fue uno de los principales causantes del incremento del déficit fiscal del sector público. Una baja movilización interna de recursos significó que con las inversiones masivas iniciadas a finales de los años 70, el sector debió recurrir al gobierno para cubrir sus crecientes déficits de caja. Entre 1981 - 84, el déficit efectivo del sector fue equivalente a cerca del 20% del déficit fiscal del sector público, y en 1985 llegó a ser una tercera parte (cerca de US\$400 millones), alrededor del 1.2% del Producto Interno Bruto.

te dos años de una de las plantas más grandes, condujeron a un racionamiento del 18% de la demanda en 1980/81 (aunque sólo entre el 3% y el 5% de las necesidades de energía). Racionamientos posteriores de menor intensidad ocurrieron en 1982 y 1983.

12. El reconocimiento de los déficits eléctricos inminentes a finales de los años 70, combinado con el punto de vista del sector de que ISA estaba sobrecargada con la construcción de Chivor II y San Carlos, mientras que las demás compañías eléctricas tenían

capacidad de ejecución disponible, dio como resultado el Acuerdo de Cali.

13. En este acuerdo, las entidades del sector decidieron formalmente romper el monopolio de ISA, que contaba con el respaldo del Banco, en la construcción y propiedad de nuevas plantas en el sistema interconectado. En esencia, el acuerdo distribuyó la ejecución del plan de inversión de generación entre ISA y sus accionistas. El Banco tuvo éxito en limitar el desgaste del rol de ISA al obtener, por parte del gobierno y el sector, el compromiso de que ISA mantendría su propiedad sobre una tercera parte de la capacidad instalada de todo el sistema.

14. **Los años 80.** El Acuerdo de Cali fue seguido por el comienzo de la recesión mundial y la crisis de la deuda internacional. En el sector eléctrico tuvo lugar una aguda caída en la tasa de crecimiento de la demanda, que sólo fue detectada hacia 1983, en gran parte porque el racionamiento de los años 80 y 81 había distorsionado los verdaderos niveles de la demanda. Durante este tiempo, el Banco se concentró en los proyectos que EEB y EPM estaban ejecutando, según el Acuerdo de Cali y de acuerdo con los planes de electrificación y distribución rural en áreas que por mucho tiempo habían sido identificadas como inadecuadamente atendidas.

15. Los préstamos del Banco aumentaron a un nivel sin precedentes de US\$692 millones en 5 operaciones de crédito durante 2 años, culminando en 1981 con el crédito para la planta hidroeléctrica del Guavio (1.000 - MW) de la EEB, apoyada por un préstamo de \$359 millones. Sin embargo, los problemas de construcción de Mesitas y Guavio, que implicaron sobrecostos; las demoras en la mayoría de los proyectos, que ocasionaron aumentos adicionales y masivos de costos; y las dificultades para la provisión de fondos locales puesto que las tarifas, aunque crecientes, nunca se actualizaron con los requerimientos, causaron interminables dificultades financieras en estas operaciones.

16. En el préstamo del Banco de 1984 para apoyar el desarrollo de la FEN, entidad establecida para canalizar recursos financieros para inversión eléctrica, se intentó enfrentar estos problemas. De igual manera se hizo con el Préstamo de Ajuste Sectorial en 1987, el cual tuvo que enfrentar el deterioro adicional del desempeño financiero del sector después de la gran devaluación del peso colombiano ocurrida en 1985.

17. A pesar de las variaciones en su enfoque, el Banco, a través de sus préstamos durante todo el período,

apoyó las principales iniciativas del sector, entre las que se contaron las siguientes: la creación de empresas regionales más fuertes, con las principales compañías existentes como núcleo; la preparación de un plan maestro de desarrollo; planeación sistemática de generación y transmisión, basada en análisis de mínimo costo; equilibrio entre la inversión en generación y transmisión, de una parte, y la distribución, de otra; reducción de las pérdidas del sistema; una presentación unificada de la información financiera y avances hacia el logro de una contabilidad financiera compatible en las empresas; fijación de precios con base en costos marginales y el logro de una razonable contribución a la inversión de parte de los ingresos del sector.

18. Se obtuvo éxito en algunas de estas iniciativas, pero, en general éste fue limitado. Por ejemplo, aunque al más alto nivel gubernamental se decidió la creación de nuevas asociaciones de empresas regionales, esto no se llevó a cabo. La preparación de un plan maestro de desarrollo sectorial fue drásticamente recortada. La planeación de generación y transmisión, tal como fue llevada a cabo por ISA, mejoró ampliamente, aunque con deficiencias originadas en la tendencia de los accionistas a presentar sus preferencias de inversión en una etapa exa-

geradamente temprana, a costa de otras consideraciones de alcance nacional. A pesar de todos los esfuerzos, el programa de inversión al final del período permanecía tan desbalanceado como siempre, a expensas de la distribución. Los colombianos aceptaron en 1986 el principio de fijación de precios de acuerdo con los costos incrementales promedio de largo plazo, pero su puesta en práctica fue lenta, y el sector se mantuvo lejos de las metas propuestas. Persistieron distorsiones sustanciales en las tarifas y subsidios, implicando grandes subsidios a los consumidores residenciales (particularmente a los de altos ingresos y a los suscriptores de alto consumo residencial), en parte a expensas de la industria y el comercio. Las pérdidas de todo el sistema aumentaron en casi un 50% mientras que las de la EEB y CORELCA prácticamente se doblaron. La producción de información financiera consolidada para el sector es aún excesivamente difícil y los resultados están llenos de inconsistencias. La generación de recursos internos estuvo por debajo de los objetivos y nunca aportó más de un 10% de la inversión del sector (después de un tope momentáneo de casi un 15% en 1976) y nunca alivió la pesada carga que el sector imponía a las finanzas del gobierno.

19. A pesar de los esfuerzos del Banco y de acciones similares tomadas por el

BID al final del período, el desempeño de las empresas eléctricas fue, con algunas excepciones, poco satisfactorio. El sector se mantuvo como una pesada carga para el gobierno. Sin embargo, hay indicios de que las medidas asociadas con el Préstamo de Ajuste del Sector Eléctrico de 1987 probablemente permitirán un mejor diálogo entre el gobierno, el Banco y el sector.

OBJETIVOS SECTORIALES Y ASPECTOS INSTITUCIONALES

Introducción

20. Cuatro puntos tuvieron un papel preponderante en el período y continuarán haciéndolo en el futuro:

- Los objetivos sectoriales
- La regulación del sector
- La reestructuración del sector y
- La estructura y rol de ISA

21. Un prerrequisito para tener éxito en un rango tan amplio de temas es tener una visión igualmente amplia de lo que el sector debe lograr a mediano y largo plazo. Durante los años 70 el gobierno, el sector, el BID y el Banco compartieron ampliamente esa visión. Esto sirvió para que tanto el diálogo

sobre políticas como las actividades de préstamo se concentraran en llevar a cabo la interconexión y el desarrollo de ISA como una institución central de planeación y como la principal empresa de generación y transmisión hacia el futuro. A finales de los 70, sin embargo, las distintas partes comprometidas no lograron ajustar su visión cuando, para el momento del Acuerdo de Cali, se hizo evidente que parte de las metas originales eran inalcanzables; en particular, el papel de ISA como propietaria de la expansión principal en capacidad de generación. Por lo tanto, para los años 80 el desarrollo del sector no sólo fue afectado por un ambiente económico hostil, sino que su sentido de dirección se había debilitado también.

Objetivos del sector

22. La formulación de una serie completa de objetivos sectoriales precisos no parecía muy urgente en los años 70. El progreso logrado hasta ese entonces parecía sostenible con base en medidas específicas dirigidas a la gestión, la planeación y los aspectos operacionales (por ejemplo, la inversión en generación y las contribuciones de los accionistas a ISA). Esto reflejaba la amplia visión original del desarrollo del sector. Por lo tanto, en los 70, el gobierno no fijó los objetivos sectoria-

les más allá de los más amplios: atender la demanda dentro de los límites justificables; utilizar los recursos en forma óptima; lograr una auto-suficiencia financiera.

23. Desde comienzos de los 80, sin embargo, se hizo evidente y urgente la necesidad de formular unos objetivos sectoriales más precisos. Dos factores contribuyen a esto: primero, el Acuerdo de Cali requería un nuevo consenso entre el gobierno, el sector, el BID y el Banco sobre lo que debería ser la nueva visión del desarrollo sectorial. Segundo, a medida que se deterioraba el ambiente económico, el éxito en lograr los objetivos sectoriales más amplios se hizo cada vez más difícil. Al no lograrse un consenso sobre la nueva visión del desarrollo sectorial, poco se avanzó en la definición de objetivos específicos.

Regulación del sector

24. En el período considerado, la regulación del sector se vio afectada por la creación del Ministerio de Minas y Energía (MME) y el fortalecimiento de la Junta Nacional de Tarifas (JNT). El MME, a través de su División de Energía, supervisa las entidades del orden nacional (ICEL y CORELCA), formula las políticas gubernamentales para el sector eléctrico

y las traduce en regulaciones. Sin embargo, sus recursos han sido limitados, y lo mismo ha ocurrido con su influencia sobre la regulación sectorial.

25. A mediados de los 80, después de haber tenido un papel apenas marginal en la regulación del sector, la Junta Nacional de Tarifas emergió como la entidad que fija las tarifas eléctricas. El Banco contribuyó sustancialmente a este desarrollo, con su insistencia de larga data en la necesidad de mejorar el diseño y la aplicación de la política tarifaria.

26. En 1987 el gobierno respaldó una propuesta hecha en un estudio de 1986, "Bases para la Formulación de una Política Energética Colombiana", patrocinado conjuntamente por el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD) y el Banco, y presentó al Congreso un proyecto de ley para la creación de la Comisión Nacional de Energía como el organismo que podría regular la totalidad del sector energético, y por ende, jugar un rol muy importante en la regulación del sector eléctrico (Cuadro 5). La ley fue aprobada en 1989 y deberá proveer un marco adecuado para introducir las mejoras que la regulación del sector requiere con urgencia.

Reestructuración del sector

27. En los años 70 y 80 aparecieron varias iniciativas apoyadas por el Banco y relacionadas con la reestructuración, pero no progresaron más allá de la etapa de planeación, la mayoría por razones políticas y por la débil estructura regulatoria. Las iniciativas más importantes fueron la fusión de CVC y EMCALI y la redistribución de mercados. Tal redistribución perseguía combinar mercados de las principales empresas municipales con los de las subsidiarias del ICEL vecinas a cada una; los grupos más inmediatos implicaban la unión de la EEB con las electricificadoras de Cundinamarca y Meta y EPM con la Empresa Antioqueña de Energía.

Estructura y rol de ISA

28. ISA, una institución joven al comienzo del período de análisis, había sido creada para construir y operar todas las expansiones principales en capacidad de generación del sistema eléctrico interconectado. El Banco apoyó este concepto del papel de ISA. Esta empresa se convirtió en una verdadera entidad nacional cuando CORELCA se convirtió en accionista. A mediados de los 80 era la empresa de generación más grande, con el 31%

Cuadro 1.5
La Comisión Nacional de Energía

Creada como parte del programa apoyado por el Préstamo de Ajuste del Sector Eléctrico de 1987, la Comisión Nacional de Energía está formada por el Ministro de Minas y Energía, el Director del Departamento Nacional de Planeación y los representantes de las empresas energéticas. Con base en los análisis de su personal, la Comisión fija las políticas, regula el uso de los recursos energéticos y aprueba los planes de inversión para los diversos sub-sectores. Un comité que informa al Ministro de Minas supervisará de forma continua a las empresas del sector eléctrico.

del total de la capacidad instalada en el país. Realizaba además la planificación sectorial e inversiones en generación y transmisión. Hacia el final del período de análisis, había asumido también una función de coordinación en la planeación de distribución. Pero los intereses de sus accionistas individuales (que son las otras grandes empresas del sector) con frecuencia no coinciden con los de ISA, impidiendo a esta entidad llevar a cabo el monopolio en la construcción y operación de las nuevas plantas para el sistema interconectado nacional. Este resultado era predecible, dado el marcado regionalismo existente en Colombia.

29. Los accionistas de ISA tendieron también a presentar sus preferencias de inversión durante la preparación del plan de expansión sacrificando consideraciones de orden nacional. Aunque esta situación no necesariamente condujo a soluciones anti-eco-

nómicas, impidió una evaluación apropiada del costo económico de las preferencias de inversión de los accionistas y una selección transparente de las soluciones más deseables para el país. Estas acciones también impidieron que la tarifa en bloque de ISA reflejara el costo económico, lo que habría permitido a ISA tener un desempeño financiero satisfactorio. Además, las actuales reglas de operación de ISA parecen respaldar el despacho de energía esencialmente con base en consideraciones financieras, antes que económicas.

El papel del Banco

30. El Banco contribuyó en la mayoría de las mejoras institucionales que ocurrieron durante el período: insistió en que CORELCA se convirtiera en uno de los accionistas de ISA, lo que ocurrió en 1976; el Banco apoyó con

vehemencia a ISA en su rol creciente de planeamiento y, después del Acuerdo de Cali, impidió exitosamente un mayor desgaste del papel de ISA como propietaria y constructora de las principales centrales generadoras. Por mucho tiempo, sin embargo, el Banco no percibió que algunos de los accionistas no se identificaban con el papel planeado para ISA en 1968; por lo tanto operó sobre una base irreal que, a la larga, demostró ser insostenible.

31. Esta deficiencia está asociada con las dificultades obvias del Banco para entender el regionalismo colombiano, al que parece haber considerado la mayor parte del tiempo como una fuerza negativa. En lugar de confrontar el regionalismo, el Banco optó por negar el alto perfil que realmente tenía. Con el beneficio de la visión retrospectiva, se aprecia que esto impidió un fructífero y profundo diálogo acerca de los tópicos sectoriales más amplios. En 1987, el Banco nuevamente asumió su posición original de que ISA debería construir y poseer las principales expansiones de capacidad. La experiencia nos muestra que esta posición es ilusoria a pesar del progreso obtenido en este sentido, porque la principal fuente de diferencias (el grado de identificación de las entidades sectoriales con la política total) aún permanece sin resolver.

Conclusiones y recomendaciones

32. Uno de los prerequisites para enfocar los aspectos institucionales es la aceptación plena de algunos hechos históricos y políticos; en particular, el regionalismo colombiano. Un enfoque positivo frente a este fenómeno y una buena disposición para usar sus fortalezas serían especialmente provechosos.

33. Dadas las difíciles circunstancias del momento, es necesario obtener un nuevo consenso entre el gobierno, el sector, el BID y el Banco sobre la dirección del desarrollo sectorial, y sobre la forma como esta visión se traducirá en objetivos precisos y consistentes a nivel del gobierno, el sector energético y las empresas. Esto tiene alta prioridad. Reconocer esta urgencia facilitaría las acciones para hacer que los mecanismos del sector eléctrico sean más transparentes, un requisito para mejorar la eficiencia. Una vez definidos estos principios, el gobierno necesitará:

- Explicitar la estrategia para satisfacer (o no satisfacer) la demanda de energía eléctrica, es decir, qué demanda se debe satisfacer y en qué medida.
- Fijar las normas para que el uso de los recursos nacionales en desarrollo eléctrico se enmarque en el

contexto de la política energética, la que a su vez debe ser consistente con la política macroeconómica.

- Clarificar las reglas básicas de la operación comercial de las empresas eléctricas; en particular, conocer los costos que se deben cubrir con los ingresos.
- Definir, en términos generales, el tipo de operaciones que el gobierno debe subsidiar (operaciones que no son financieramente viables a corto plazo, pero que atienden metas socio-económicas específicas, como obras de electrificación rural y medidas transitorias de refinanciamiento para colocar al sector nuevamente en una sana situación financiera).
- Clarificar los principios para la fijación de las tarifas eléctricas en bloque y al consumidor final y su relación con el Costo Incremental Promedio de Largo Plazo (CIPLP), como también la cantidad de subsidios cruzados entre categorías que pueden ser tolerados.

34. Sea cual sea el resultado de la discusión que se lleva a cabo acerca de la Comisión Nacional de Energía (Cuadro 1.5), el sector eléctrico necesita una organización para que unifique, o por lo menos coordine firmemente, las

funciones que actualmente se ejercen en el área de la *regulación del sector eléctrico* por la División Eléctrica del MME, el DNP, la JNT dentro del DNP, la FEN y de cierta forma, ISA.

35. Tal cuerpo regulatorio, que estará bajo la supervisión de la Comisión Nacional de Energía, debería, en general, convertir los objetivos y políticas gubernamentales en reglas sectoriales específicas y ejercer, entre otras, las siguientes funciones, las cuales actualmente tienen una coordinación débil:

- Definir para las empresas individuales áreas de autonomía tan amplias como sea posible, con el fin de motivar la iniciativa, el espíritu empresarial y el dinamismo regional, pero que sean limitadas con el fin de no perder de vista los objetivos nacionales.
- Fortalecer la planeación sectorial y la coordinación operacional (en la organización presente esto significa apoyar a ISA en el desarrollo de sus principales objetivos).
- Establecer y supervisar un mecanismo de toma de decisiones que enlace los aspectos técnicos y económicos de la planeación, la financiación y la ejecución de proyectos en el sector.

Vigilar la creación y operación de sociedades para que construyan y sean propietarias de nuevas plantas, de acuerdo con las reglas definidas en el primer punto.

Fijar, de acuerdo con los objetivos generales del sector, las metas operacionales y financieras para las empresas individuales, como también los incentivos asociados y las sanciones. (1)

Supervisar las operaciones, identificar las deficiencias y llegar a un acuerdo con las empresas sobre las acciones remediales.

Fijar las tarifas de acuerdo con los objetivos generales y con las reglas establecidas por el gobierno y supervisar su puesta en práctica.

Coordinar las entidades gubernamentales relacionadas, en particular con el Ministerio de Hacienda, para asegurar que las contribuciones gubernamentales establecidas con base en la planeación operacional y las inversiones del sector sean definidas en concordancia con los objetivos gubernamentales generales y fluyan en el tiempo y en las cantidades apropiadas.

Definir las reglas de intercambio entre las empresas y en particular,

la distribución de los beneficios y déficits dentro del sector.

36. Las partes también tendrán que atender los aspectos relacionados con la *estructura del sector*, entre ellos la creación de unidades más eficientes y la redistribución de los mercados. La realineación y concentración de empresas sin duda aumentaría la eficiencia global del sector. Las oportunidades para su puesta en práctica mejorarían, si se logra un equilibrio entre la autonomía y la intervención a través del proceso regulatorio. Esto implica, primero, que los nuevos grupos de empresas regionales deberían sentirse libres para organizarse apropiadamente; segundo, que se garantice el apoyo gubernamental para ayudar a mantener la viabilidad financiera de los grupos que integran algunas empresas débiles. Un análisis y discusión imparcial entre todas las partes, sobre el fracaso de los esfuerzos para integrar 1) la EEB y las subsidiarias del ICEL que operan en mercados adyacentes; 2) las EPM y la Empresa Antioqueña de Energía, subsidiaria del ICEL; y 3) CVC y EMCALI constituirían un primer paso muy valioso hacia el logro de un diálogo de trascendencia.

37. El compromiso con la *estructura y rol de ISA*, como el logrado en 1968 y que fue subsecuentemente enmenda-

do, cumplió adecuadamente con sus propósitos durante un tiempo largo. Sin embargo, los inconvenientes de la actual configuración manifestados durante los últimos años obligan a un examen completo de las funciones de ISA y del marco en el cual debe descargarse. El replanteamiento, por supuesto, debe reconocer los logros de ISA y capitalizar las fortalezas de su organización y de su personal. Tal replanteamiento podría igualmente implicar la reasignación de algunas de las funciones de ISA con el intento de conciliar algunos de los siguientes puntos, parcialmente contradictorios:

- Hay una ventaja en mantener juntos la ejecución y planeación central (ambas en inversión y operación), como sucede actualmente en el caso de ISA, porque esto promueve un enfoque menos teórico que cuando la planeación se hace aisladamente.
- Hay una clara necesidad de proteger desde un comienzo la planeación de la influencia política directa, como se ejerce ahora dentro de la Junta Directiva de ISA; en otras palabras, el factor político debe involucrarse en el proceso de decisión en un nivel diferente y en una etapa posterior que la aplicada en la actualidad.

- Tal vez ha llegado el momento para que el gobierno, principalmente a través de una regulación apropiada, asuma un rol más directo en el sector eléctrico, en particular en ISA, para enfatizar el logro de objetivos macroeconómicos y mantener una mejor correspondencia con las obligaciones financieras que el gobierno tiene que asumir a favor del sector y de ISA.
- Sería conveniente reducir la prominencia del tema de propiedad de plantas, redefiniendo el papel de la empresa central de generación y transmisión a la luz de la experiencia reciente (ejecución de un proyecto conjuntamente entre ISA y una o varias de las principales empresas, entre otros).

OFERTA Y DEMANDA DE ELECTRICIDAD

Introducción

38. Por el lado de la oferta, el sector eléctrico registró logros importantes durante el período, con el apoyo financiero y la asistencia técnica del Banco. Primero, la cobertura del servicio aumentó del 45 % de la población en 1970 al 60 % en 1986, cuando

cerca de 3.5 millones de familias tuvieron acceso a la electricidad. Segundo, la interconexión entre los sistemas del sur y del centro, terminada en 1981, y el surgimiento de ISA como la empresa más grande, hizo que el sistema fuese más flexible; las transferencias de energía a través de la red interconectada representaron un 40 % de la demanda. Tercero, en 1984 el sector terminó el principal proceso de interconexión, cuando se unió la Región Atlántica (sistema de CORELCA) con el resto del país. Esta interconexión no solamente permite, en principio, economías en la capacidad de reserva, sino que también ha creado un gran potencial para sustituir la energía del sistema de CORELCA (completamente térmico) por hidroenergía de otras regiones. (2)

Estructura de ventas de energía

39. La participación de los consumidores residenciales en las ventas totales del sistema aumentó de 41 % en 1971 a 48 % en 1987. Este cambio refleja un rápido crecimiento del 7.6 % anual en el número de conexiones residenciales (fuertemente subsidiadas), en contraste con un crecimiento lento, de 5.6 % anual, en el valor agregado industrial, mientras que la proporción entre la producción total industrial y el consumo de elec-

tricidad permaneció aproximadamente constante. Este aumento en la participación de las ventas del sector residencial, hasta llegar casi a la mitad del total de ventas, se debe en parte al bajo costo de la electricidad para los hogares, lo que ha estimulado una demanda antieconómica.

40. Un segundo cambio importante en la estructura de ventas fue la decreciente participación de las dos mayores empresas municipales, EEB y EPM, en el total nacional, al pasar de 51 % en 1971 a 42 % en 1987. En contraste, la participación de las empresas regionales que prestan el servicio en las áreas urbanas y rurales, ICEL y CORELCA, aumentó de 30 % en 1971 a 41 % en 1987, en gran parte como respuesta a la política gubernamental de aumentar la cobertura. Debido a que estas compañías han sido financieramente débiles y menos eficientes que las otras empresas, el cambio estructural en la demanda ha tendido a agudizar los problemas financieros del sector.

Pronósticos de demanda

41. Durante los años 1971 - 1986 la influencia dominante en el aumento de la demanda eléctrica fue el crecimiento y estructura del Producto Interno Bruto. Con la recesión de los

años 1981 - 1983 y la caída en el crecimiento del PIB, las ventas eléctricas crecieron mucho menos de lo que se había pronosticado: entre 1981 y 1986 las ventas crecieron a una tasa cercana al 6% anual, comparado con la tasa del 10% anual que se había proyectado a finales de los 70 para los años 80. Para 1986, todas las ventas estuvieron en un promedio del 30% por debajo de lo proyectado (otra razón, menos importante, para el descenso en las ventas fue el crecimiento de las pérdidas de energía).

42. En los años 70 el crecimiento real de la demanda eléctrica o ventas se mantuvo dentro del rango aceptable de 10% respecto a lo pronosticado; aunque estos pronósticos se basaron en modelos "estadísticos" simples. Esto se debió en gran parte a que se trataba de un ambiente macroeconómico más estable. Pero en los años 80, las extremas incertidumbres macroeconómicas hicieron más difícil realizar pronósticos de la demanda eléctrica. En particular, la severidad y profundidad de la recesión de 1981 - 83 no eran predecibles durante los años 78 - 79, cuando se tomaron las principales decisiones sobre adiciones en la capacidad para los años 80 para cubrir proyecciones de demanda que, aunque podrían haberse considerado altas, no eran absurdas.

Racionamiento eléctrico y el costo para la economía

43. Los gerentes de las empresas y autoridades políticas invariablemente consideran que los racionamientos de electricidad son costosos tanto para las empresas como para la economía. Pero el costo económico real de tales racionamientos depende de la naturaleza, duración y tamaño de la interrupción del servicio, y también de los mercados afectados. Aunque difícil, la valoración de la escasez es importante, ya que estimativos muy altos, como los que se discutirán más adelante, proporcionan un estímulo para el aumento de las inversiones en oferta con el fin de mejorar la confiabilidad del sistema más allá de lo que es justificable y sobre todo, de lo que el gobierno está dispuesto a pedir a los usuarios como pago.

44. En los tres casos de racionamiento (1977, 1980 y 1981) que se presentaron durante el período, los recortes en el servicio fueron avisados con anticipación de tal forma que los costos de las interrupciones fueran más bajos que si se hubiera tratado de cortes súbitos. Sorpresivamente, el Informe del Presidente del Banco apoyando la construcción del proyecto del Guavio (1981) estimaba que el costo para la economía colombiana del déficit de

1.200 Gwh en ese año se ubicaría alrededor de US\$3000 millones (precios de 1981). El DEO no ha sido capaz de determinar la base para este cálculo, excepto que el costo de racionamiento no fue tomado en cuenta por ISA como parte de su función objetivo durante la fase de planeación. Con base en la información disponible en ese momento, el DEO recalculó un costo ex ante de tal racionamiento en una cifra no mayor a los US\$500 millones (precios de 1985).(3). Enfocado desde una perspectiva ex post, nos muestra que el costo de dicho racionamiento en 1981 fue sólo de US\$130 millones (precios de 1985), equivalente al 4% de la cifra mencionada en el Informe del Presidente del Banco al Directorio.

45. Hay dos razones para la gran diferencia que subsiste entre los estimativos ex post y ex ante. Primero, el comienzo de la recesión en 1981 redujo el nivel esperado de la demanda en ese año por debajo de lo que se había anticipado cuando el Proyecto Guavio se presentó ante el Directorio del Banco, disminuyendo así el déficit eléctrico efectivo. Segundo, como es la política normal, el racionamiento, cuando se hizo inevitable, se planeó para que afectara más a los consumidores residenciales y menos a los consumidores industriales, minimizando así el costo para la economía.

Costo económico del exceso de capacidad de generación

46. Los racionamientos de 1981 coincidieron con el comienzo de la recesión y con un significativo debilitamiento en el crecimiento de la demanda eléctrica. Sin embargo, hacia 1985, el sistema eléctrico colombiano entró en un período de sobrecapacidad, el cual se espera que dure hasta 1993 - 94. Este exceso de capacidad se debe a los ensanches que fueron decididos a finales de los 70, con base en los pronósticos de demanda que fundamentalmente extrapolaron las tendencias pasadas. Puesto que el crecimiento de la demanda en los 80 fue mucho más lento que lo previsto, el sistema eléctrico no pudo responder a este desarrollo debido a la rigidez de su plan de inversión, asociada al predominio de grandes proyectos hidroeléctricos con largos períodos de gestación y a la ausencia de proyectos térmicos más pequeños (tales como turbogases de ciclo combinado) con tiempos de construcción más cortos.

47. El DEO estimó el nivel y costos de la sobrecapacidad analizando los balances de energía y de demanda máxima del sistema entre 1985 y 1993. El exceso de energía disponible estuvo cerca del 24 % con relación a los

requerimientos reales de 1989 y se espera que descienda gradualmente a 10 % en 1993. En contraste, en 1989 la capacidad de generación efectiva instalada excedió la demanda máxima en casi un 50 %, y se espera que descienda a 39 % para 1993. Ya que el exceso de capacidad es ahora inevitable, su costo constituye verdaderamente una "pérdida de exceso de capacidad". Esta se estima entre US\$410 y US\$450 millones (precios de 1985), dependiendo de si se usa la información disponible de 1978 para un estimativo ex ante, o si usa la información disponible hoy, para un estimativo ex post.

48. Vale la pena destacar que los cálculos ex post del costo de exceso de capacidad son casi 3.5 veces más altos que la estimación ex post, US\$130 millones a precios de 1985, que el DEO hizo para el racionamiento de 1981. Este ejemplo nos muestra que los efectos de racionamiento son altamente visibles, y por lo tanto políticamente costosos, pero son menos importantes en términos económicos que el invisible y aparentemente sin costo exceso de capacidad. Lo anterior deja lecciones importantes para la planeación, la cual a menudo pone demasiado énfasis en evitar los racionamientos, y es descuidada cuando se trata de evitar excesos de capacidad.

Pérdidas eléctricas

49. En este contexto, las pérdidas eléctricas están medidas por la diferencia entre las ventas y la generación neta, en porcentaje de la última, y por lo tanto excluyen los consumos propios de cada sistema. Los dos componentes de las pérdidas de energía son: primero, pérdidas técnicas en los sistemas de transmisión y distribución (T&D), que representan la energía consumida como pérdidas debido a las características físicas del sistema T&D; segundo, las pérdidas no técnicas. Estas últimas representan las pérdidas por consumo y facturación. Mientras que las primeras tienen que ver con el hecho de que no todo consumo es apropiadamente registrado, las últimas se relacionan con que no todo consumo registrado se cobra.

50. Las pérdidas técnicas son medibles y tienen soluciones técnicas tales como el diseño de un sistema T&D (relacionados, por ejemplo, con cambios en los niveles de voltaje, adiciones de condensadores y cambio de líneas). Las pérdidas no-técnicas son más una función del ambiente socioeconómico y del manejo de las empresas y de la capacidad de supervisión, puesto que tales deficiencias se relacionan con la calibración incorrecta y adulteración de medidores, conexiones ilegales,

conexiones legales pero sin medidores, errores y fraudes en los procesos de lectura y facturación.

51. Los esfuerzos para reducir estos dos tipos de pérdidas requieren diferentes tipos de habilidades. Con frecuencia, una compañía puede tener mejor capacidad para reducir las pérdidas técnicas que las no técnicas. Además, aunque existen amplias normas aplicables para las pérdidas técnicas, el nivel tolerable de pérdidas no técnicas varía ampliamente entre las empresas eléctricas.

52. Durante la mayor parte de los años 70, las pérdidas totales de electricidad permanecieron razonablemente estables en los mercados regionales de Colombia (excepto en CORELCA, en donde aumentaron). Desde 1978 en adelante, sin embargo, crecieron rápidamente, excepto en los sistemas de CVC y EPM. (4). El deterioro refleja principalmente un aumento en las pérdidas no técnicas. Una sustancial parte del aumento en estas pérdidas, aunque no medible, puede estar en el crecimiento de conexiones legales pero sin medición. Por ejemplo, hacia 1986 el número de este tipo de conexiones en la EEB llegó a 133.000. Una de cada cinco residencias del sistema cae en esta categoría. Dados los demás problemas que tuvo que enfrentar la EEB,

como sobrecostos y demoras en los proyectos de Mesitas y Guavio, es entendible la falta de una comprensión temprana de este componente de las pérdidas por parte del Banco y de las empresas. En 1985 se hizo el intento de enfrentar este problema en el Préstamo Distribución II para Bogotá, financiando la instalación de medidores adicionales a los que se necesitaban para satisfacer las necesidades de los nuevos usuarios. Los resultados de estas medidas deberán verse en el mediano plazo.

53. Un segundo factor, que ha agravado las pérdidas no-técnicas especialmente en el mercado de la EEB, ha sido una estructura de tarifas fuertemente distorsionada. Durante el período considerado en el estudio, la EEB cobró a los usuarios comerciales e industriales unas tarifas que estaban 100 % y 50 % (respectivamente) por encima de su costo incremental de largo plazo, creando incentivos a los robos a gran escala a través de una sofisticada adulteración de medidores y otras técnicas de fraude. Los esfuerzos hechos por el Banco para la corrección de la estructura distorsionada de las tarifas de la EEB no han tenido éxito y se necesitan medidas más fuertes en el futuro. Algunas medidas recientes con miras a este objetivo parecen ser promisorias.

54. Durante los años 80, algunas contradicciones con relación al aspecto de pérdidas en la EPM y EEB surgieron en el enfoque del Banco. Con EPM, en conexión con Playas (1981), Río Grande II (1984) y los Préstamos de Ajuste Sectorial (1987), el Banco estuvo de acuerdo con que el 18-20 % de las pérdidas fueron realistas en el sistema de EPM. Debido a que no se fijaron metas ambiciosas en la reducción de pérdidas, es justo asumir que el 18-20 % fue considerado como un nivel tolerable en esta empresa, que el Banco siempre la ha considerado como bien administrada y razonablemente eficiente. Con la EEB en contraste, el Banco acordó en el marco del crédito de Distribución II para Bogotá (1985) y en el Préstamo de Ajuste Sectorial (1987), que la compañía reduciría sus pérdidas a la mitad, es decir al 13 %, antes de 1992. No sólo el tamaño y ritmo de las reducciones planeadas le restaron credibilidad al programa, sino también el hecho de que en la época en que se hicieron estos supuestos la EEB ya tenía dificultades financieras con el proyecto Guavio y afrontaba problemas administrativos bien conocidos por el Banco. Estas dificultades administrativas hubieran hecho que la empresa fuese un candidato poco probable para tener un desempeño muy superior al de las EPM.

Conclusiones y recomendaciones

55. El sector eléctrico colombiano ha registrado algunos logros importantes durante el período considerado en este estudio, con los cuales el Banco se ha identificado. Sin embargo, se han extraído conclusiones de aquellas áreas donde el éxito ha sido limitado o el fracaso ha sido muy evidente.

56. El estudio encontró que los modelos de demanda econométrica han demostrado su validez y que debería insistirse en su uso como un complemento a las metodologías más tradicionales (por ejemplo, las extrapolaciones), y al mismo tiempo destaca que unas proyecciones incorrectas del PIB conducen a desviaciones igualmente grandes entre los pronósticos de demanda eléctrica y los resultados. Sin embargo, con el beneficio de una mirada retrospectiva, el Banco debe estimular a las autoridades del sector para:

- Someter las secuencias de inversión propuestas a variaciones más grandes en el rango de la demanda eléctrica proyectada que en el pasado.
- Incorporar estrategias de inversión que involucren una mayor flexibilidad; por ejemplo, incluyendo algunos proyectos más pequeños

con períodos de gestación más cortos, de tal forma que el programa de inversión pueda ser ajustado más fácilmente a cambios impredecibles de demanda. La planeación multi-objetivo podría ser una herramienta adicional para analizar tales estrategias alternativas.

57. Para diseñar programas futuros de reducción de pérdidas eléctricas, el Banco necesita evaluar críticamente el grado hasta donde es factible reducir significativamente las pérdidas totales mientras subsistan los siguientes factores: (i) la rentabilidad de la empresa no sea un objetivo primordial de la estrategia global del sector; (ii) los subsidios del gobierno a las compañías sigan existiendo en forma extendida; y (iii) los gerentes de las empresas carezcan de incentivos y no enfrenten sanciones en relación con el éxito o fracaso en el logro de las metas de reducción de pérdidas.

58. En términos de sus procedimientos, el Banco necesita ser más cuidadoso que en los últimos diez años en la presentación de proyectos para asegurar que, por ejemplo, en los Informes de Evaluación ("Staff Appraisal Reports" - SAR) se incluyan por lo menos 3 años de información histórica sobre parámetros claves como ventas, ingresos, tarifas, etc., con el fin de ase-

gurar que el punto de partida de las proyecciones refleja apropiadamente la realidad.

TARIFAS

Introducción

59. Los inadecuados niveles tarifarios y el aumento de severas distorsiones en las estructuras tarifarias, tanto en los mercados individuales como en el total del sector como un todo, fueron una persistente fuente de tensión en las relaciones entre el Banco y el Sector Eléctrico Colombiano durante el período analizado. Este hecho no es una cosa nueva; en la revisión del financiamiento del Banco al Sector Eléctrico en 1972, el DEO concluyó que el Banco había actuado apropiadamente al presionar por niveles tarifarios adecuados entre sus prestatarios. Esa revisión señaló, sin embargo, que el Banco no había dado un énfasis apropiado a la relación entre el costo del suministro y la tarifa. De manera especial, resaltó los sustanciales subsidios cruzados de usuarios industriales a los residenciales en el sistema de la EEB. Además, encontró que no habían sido tomados en cuenta los efectos de las tarifas sobre la distribución del ingreso.

60. Durante los 18 años cubiertos en el presente análisis, se identifican tres

períodos de desarrollo tarifarios (Cuadro 1.6)(5). Pero si se considera el período 1971 - 87 como un todo, los niveles promedio de las tarifas al consumidor final en los mercados de CORELCA, CVC, ICEL y EMCALI (casi el 60% de las ventas) virtualmente no mostró un cambio en términos reales. Aunque en los mercados de la EEB y EPM las tarifas aumentaron moderadamente durante el período de revisión (entre 3.4% y 1.6% anual, respectivamente), el desempeño tarifario total fue pobre, en particular si se tiene en cuenta el extenso programa de inversión desarrollado por el sector durante dicho período.

Logros

61. Hasta comienzos de la década de los 80, una virtual anarquía prevaleció en las tarifas eléctricas colombianas. Existían casi tantas tarifas como empresas de energía (más de 30) y, sobre todo, se carecía de una base común para fijar las tarifas en los diferentes mercados. Esta situación fue tolerable mientras los sistemas permanecieron independientes; con la interconexión, sin embargo, se hizo necesaria una mejor coordinación.

62. La creciente insatisfacción con el estado de las cosas condujo en 1984 a la primera reforma importante a través del Decreto 2545, el cual se con-

Cuadro 1.6

**Porcentaje anual de variaciones en la tarifa media
Ingresos unitarios en términos reales**

	Residencial	Comercial	Industrial	Total
1971 - 75	- 9.2	- 6.5	- 6.4	- 8.1
1975 - 83	6.6	10.8	10.9	9.2
1983 - 87	- 7.8	- 2.2	- 2.6	- 4.2
1971 - 87	- 1.3	2.9	2.9	1.2

centró, correctamente, en el problema de las tarifas residenciales. El decreto definió, para el cargo variable y el cargo fijo, una estructura uniforme para el sector, lo cual fue un avance significativo. Al mismo tiempo, el cargo fijo en las tarifas se usó para lograr un nivel limitado de subsidios cruzados de los consumidores residenciales de hogares de ingresos altos a hogares de ingresos bajos. Estos subsidios cruzados intra-sectoriales fueron, sin embargo, mucho más pequeños que los subsidios cruzados de los usuarios industriales y comerciales a los consumidores residenciales como un todo. El Decreto 2545 encontró una fuerte resistencia, especialmente por parte de la EEB, la cual tenía la estructura tarifaria más distorsionada. (6)

63. Otro adelanto importante ocurrió en septiembre de 1986 cuando el go-

bierno, a través de la Junta Nacional de Tarifas y con el apoyo del Banco, asumió el control completo de la política de tarifas al consumidor final, expidiendo la Resolución JNT086. Esta resolución eliminó la discrecionalidad de las empresas para fijar y aplicar tarifas y las obligó a aplicar las fijadas por la JNT. Por primera vez, los cargos tarifarios al consumidor final incorporaron explícitamente criterios basados en la eficiencia y en la racionalidad económica, en cuanto las tarifas se vincularon a los costos incrementales promedio de largo plazo (CIPLP) de ofrecer electricidad a diferentes consumidores. Las consideraciones socio-económicas se reflejaron en descuentos del 20% al 80% del CIPLP para varios tipos de usuarios residenciales, y en márgenes hasta del 20% por encima de este costo para otro tipo de usuarios.

64. El sector también logró una reducción significativa en las inmensas disparidades que existían en los años 70 en los subsidios de la electricidad entre viviendas urbanas y rurales. Tradicionalmente, las tarifas medias residenciales cobradas por las empresas que atienden mercados rurales han sido significativamente más altas que aquellas de las grandes empresas eléctricas municipales, en una medida que no tiene relación con los costos diferenciales del servicio. En particular, los subsidios cruzados de los usuarios industriales-comerciales a los usuarios residenciales fueron mucho más altos en los mercados municipales. Desde 1983, sin embargo, estas diferencias, con sus efectos negativos de distribución de ingreso rural y urbano, han disminuído marcadamente.

Costos del servicio y tarifas al consumidor final

65. Una comparación entre el costo incremental promedio de largo plazo (CIPLP) estimado del suministro eléctrico a todos los consumidores y los ingresos del sector, muestra que el déficit anual, ya significativo en los años 70, había crecido antes de 1986 a US\$470 millones (precios 1986). En 1986 esto representó cerca del 9% de los activos fijos netos del sector.

Realmente, el costo acumulado de colocar los precios de la electricidad muy por debajo de su costo real para el período de 7 años (1980 - 1986), fue de US\$2.300 millones aproximadamente (precios de 1986).

66. La larga historia de las muy bajas tarifas al consumidor final en relación con el costo incremental, hace surgir la pregunta de cómo pudo el sector sobrevivir financieramente. Las razones parecen tener tres componentes. Primero, ICEL, CORELCA y en un menor grado CVC, tradicionalmente recibieron transferencias de capital importantes del gobierno central. Entre 1978 y 1985, las transferencias de capital del gobierno central al sector fueron alrededor de \$1.100 millones (precios de 1986), o cerca del 30% del total de las transferencias de capital del gobierno central durante ese período. Segundo, hasta mediados de los años 70, la EEB y EPM poseían predominantemente sistemas de suministro hidroeléctrico de bajo costo, dando como resultado costos promedio más bajos que el CIPLP del total del sistema. Por lo tanto, pudieron sostener temporalmente las tarifas bajas, hasta la iniciación de costosos programas de expansión a finales de los años 70. Tercero, las tarifas se pudieron mantener más bajas que el costo real, recurriendo al endeudamiento.

67. Las consecuencias financieras inmediatas de no ajustar las tarifas al CIPLP son moderadas. Es un hecho que durante los largos períodos de construcción de los proyectos hidroeléctricos las dificultades financieras no aparecen mientras esté disponible la financiación externa. Sin embargo, los problemas afloran tan pronto como se comienza a atender el servicio de la deuda. Desde 1977 - 78, las autoridades colombianas han tratado de ajustar las tarifas al consumidor final para permitirles igualarse con el costo real. Se logró algún progreso entre 1978 - 83; sin embargo, en buena parte éste se perdió hacia 1986 cuando el ingreso promedio del sector se deterioró hasta ser sólo 2/3 del CIPLP promedio, a causa de las devaluaciones del peso de 1985 - 86, lo cual no se reflejó en las tarifas eléctricas. Debido al ritmo lento del reajuste de las tarifas, pactado en relación con el Préstamo de Ajuste Sectorial de 1987, el período de emparejamiento se extiende ahora mucho más allá de 1992. Acuerdos ya existentes sugieren que incluso entonces las tarifas al consumidor final no estarán cercanas al CIPLP. Para ese momento, sin embargo, el sector estará a punto de entrar en un nuevo ciclo de inversiones y deberá por consiguiente enfrentar mayores requerimientos de recursos financieros, lo cual incrementará las dificultades.

Distorsiones

en las estructuras tarifarias al consumidor final

68. Combinado con un bajo nivel de ingresos en relación con el CIPLP promedio de todo el sistema, durante el período analizado se notó un incremento en la distorsión de las estructuras tarifarias, especialmente en el mercado de la EEB. Tal distorsión se reflejó en unas tarifas cobradas a usuarios específicos que no tienen relación con la estructura de los costos de suministro a esos usuarios. Por ejemplo, en 1978 las tarifas residenciales, comerciales e industriales estuvieron cerca del 33%, 66% y 50% respectivamente de sus costos estimados de suministro, pero hacia 1986 éstas habían alcanzado el 33%, 190% y 150%. En otras empresas, aunque de manera menos dramática, se presentaron patrones similares. Esto ha producido como resultado tres efectos claros. Primero, como se anotó anteriormente, las tarifas excesivamente altas para los usuarios comerciales e industriales han incentivado robos y adulteración de contadores a gran escala, aumentando las pérdidas notécnicas. Segundo, las tarifas excesivamente bajas que se cobran a los usuarios residenciales (que ya representan el mayor grupo de consumidores) han sobre-estimulado la demanda eléctrica, especialmente para uso final, como de

alimentos, en donde la electricidad no es la opción más económica. Tercero, como ya se discutió anteriormente, dada la estructura de demanda eléctrica el nivel total de ingresos no puede aumentar sin reducir el grado de distorsión en las estructuras tarifarias.

Subsidios y distribución de ingresos

69. Durante el período analizado, los subsidios para los consumidores residenciales se volvieron bastante costosos. Entre 1978 y 1987, por ejemplo, el costo anual económico estimado (precios de 1986) aumentó de \$230 a \$400 millones. Los subsidios tendieron a ser mal orientados, beneficiando a usuarios ricos.

70. Los subsidios eléctricos residenciales se logran a través de dos mecanismos. El primero tiene que ver con las transferencias al interior del sector mismo, ya que el consumo alto (esencialmente por consumidores de alto ingreso) se cobra por encima del precio promedio pagado por los usuarios residenciales, y el ingreso adicional generado es usado para subsidiar el bajo consumo (en su mayoría por hogares de bajo ingreso), que se cobra considerablemente más bajo que el precio promedio. En EPM, la relación entre las tarifas marginales para los más altos y más bajos grupos tarifarios

residenciales aumentó de 2:1 en 1968 a más de 11:1 en 1986.

71. El segundo mecanismo de subsidio es hacer transferencia de los usuarios comerciales e industriales a los consumidores residenciales. Tal política, si se usa con moderación, puede ayudar a la redistribución del ingreso sin crear distorsiones que sean insostenibles. Sin embargo, durante el período analizado, tal precaución fue dejada de lado.

72. La estructura que se muestra en la Gráfica 1.1, para el mercado de Bogotá, es similar a otras encontradas en mercados regionales. La gráfica muestra los aspectos más negativos de los efectos de los subsidios dados a las residencias de acuerdo con clasificaciones de ingreso y consumo separadas. Con base en las tarifas de enero de 1989, los hogares de ingreso alto (estratos 5 y 6) disfrutaron subsidios anuales del orden de US\$200 por usuario, suma que representó cerca de un 50% más que el subsidio dado a los hogares pobres (hasta el estrato 2). La pequeña proporción de usuarios de consumo alto disfrutó subsidios de dos a tres veces mayores que los de los consumidores de bajo consumo, que son la mayoría de los usuarios.

73. Por mucho tiempo han existido inconsistencias sobre la política de

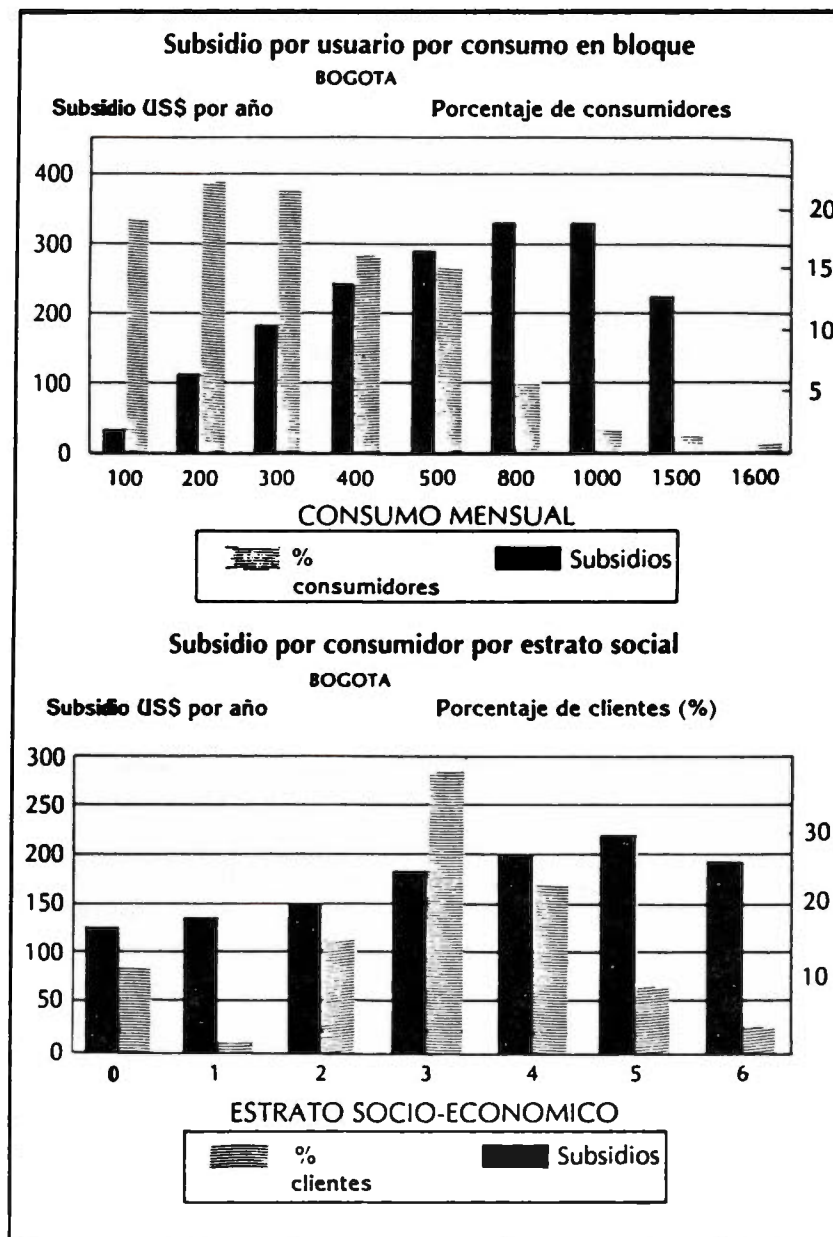
precios de los energéticos que consumen los hogares. Por ejemplo, aunque el kerosene es un combustible importante para cocinar en hogares urbanos de bajos ingresos en zonas de baja altitud, no tuvo ningún subsidio comparado con el que se le dio a la electricidad, al gas propano y al gas natural, todos combustibles que casi por definición son menos accesibles a los pobres debido a sus altos costos de distribución. Estos aspectos relacionados con los precios parecen no haber tenido cabida en el diálogo que sobre precios energéticos se llevó a cabo entre el Banco y el gobierno.

Aspectos sobresalientes

74. La Resolución JNT-086/86, mencionada anteriormente, fue la base para el tratamiento de las tarifas al consumidor final en el Préstamo de Ajuste del Sector Eléctrico de 1987. Aunque esta resolución marcó un dramático progreso conceptual, como está estructurada actualmente es muy improbable que conduzca a una significativa mejora en las estructuras y niveles tarifarios o que permita una apropiada generación de ingresos durante los próximos años.

75. Hay cuatro razones principales que explican la anterior afirmación:

Gráfica 1.1



* Colombia-Energy Pricing Study 1939 World Bank Report.

Primera, para el consumo residencial por debajo de los 400 kWh mes, los descuentos permisibles con respecto al costo incremental son tan grandes que el promedio de los precios pagados por los hogares, en la mayoría de los mercados, estarían entre 1/3 y un 1/2 del CIPLP tomado como referencia. Dado que los consumidores residenciales constituyen el grupo más grande de ventas, es virtualmente imposible alcanzar un nivel de ingresos medios por kWh cercano al costo, aun si se aplican los niveles máximos permitidos por la resolución.

Segunda, el ritmo propuesto para el ajuste de las tarifas parece demasiado lento, dada la intensidad de la crisis financiera que enfrenta al sector eléctrico.

Tercera, las implicaciones para la sustitución de combustibles utilizados en la cocción de alimentos son muy negativas si las tarifas para el segundo grupo de consumo (200 - 400 kWh/mes) sólo alcanzan el nivel mínimo fijado (50 %) establecido en la resolución. En ese caso, las señales de precios continuarán estimulando a los consumidores a usar electricidad en lugar de gas propano (en altitu-

des altas y bajas) y kerosene (en altitudes bajas) para cocción, no obstante que desde el punto de vista económico, la preferencia de consumo de energéticos debería ser a la inversa.

- Cuarta, la Resolución JNT-086 no ofrece ninguna orientación para la fijación de los niveles tarifarios cuando los costos financieros de una empresa individual exceden significativamente el costo total del sistema. Este es un problema real que actualmente enfrenta la EEB.

76. Las severas distorsiones en la estructura tarifaria al consumidor final, que aparecen como resultado de tener precios de la electricidad en usos residenciales muy inferiores (y tarifas para usos industriales y comerciales muy superiores) de sus respectivos costos de servicio, han estado íntimamente vinculados al problema de futuros aumentos de los ingresos unitarios promedio. Además, es necesario reconocer que aunque el CIPLP para los usuarios residenciales de bajo voltaje ha estado por debajo de los estándares internacionales, en cerca de 6.5 centavos de dólar/kWh en términos corrientes, éste ha sido mucho más alto que la tarifa residencial *promedio* la cual es 2.5 centavos de dólar/kWh.

77. Otro problema que ha permanecido, a pesar de la interconexión, ha sido el de la diferencia de costos entre los mercados eléctricos en Colombia. Las causas son las diferencias en costos de red y densidades de carga; costos de suministro debidos a diferencias en la mezcla de generación y dependencia de las importaciones en bloque; y eficiencia gerencial. Estas diferencias persistirán en el futuro. De igual manera, las desigualdades en las tarifas persistirán en la medida en que los costos se reflejen en las tarifas y en que un mecanismo de transferencia financiera no pueda ser implementado dentro del sector.

78. La "unificación" de las tarifas ha sido una meta deseable si se interpreta como uniformidad en la aplicación de criterios que relacionen las tarifas con los costos a través de un sector, y no como igualdad de tarifas entre las regiones. Aun así, las diferencias en las tarifas no pueden ser demasiado grandes ya que esto agrava las dificultades políticas regionales. Esto sugiere que las diferencias "aceptables" en las tarifas entre regiones constituyen un área de política que requiere acuerdo en la actualidad.

79. Desde el punto de vista del DEO, hay pocas bases para establecer mecanismos de transferencia financiera a

través del sector entre las empresas eléctricas que atienden los cinco mercados principales. El consenso político para la creación de tales mecanismos no existe, y en el campo económico es probable que ellos premien la administración ineficiente de algunas empresas. La ausencia de tales mecanismos implica que los niveles tarifarios sean fijados en cada mercado, de tal forma que se cubran los costos en ese mercado. En caso de que esto no pueda lograrse completamente, ya sea por carencia de aportes o por la estructura de ventas, el gobierno está en la obligación de transferir directamente a las empresas los recursos financieros para cubrir tales deficiencias. De esta forma se logra una transparencia con relación a quién paga cuánto, a quién y para qué. Otras vías pueden ser exploradas también. Las empresas continúan estando exentas del pago de impuestos sobre la renta y no se han realizado evaluaciones sobre medidas de política fiscal orientadas hacia la creación de un mecanismo de compensación para cubrir el costo. Esta es una vía de análisis que podría producir beneficios como una alternativa a la excesiva dependencia de los subsidios inter o intra sectoriales.

Costo del servicio y tarifas de intercambio

80. La tarifa de intercambio entre ISA y sus accionistas podría considerarse

como el precio eléctrico más importante en Colombia, porque afecta directamente casi el 40% de la electricidad usada. Si la tarifa de intercambio se hubiese acercado más al promedio del costo real a nivel de interconexión, el desempeño financiero de ISA hubiese sido significativamente mejor durante los años 80. Por ejemplo, durante el período la tarifa de intercambio de ISA varió entre el 50% y 60% del CIPLP a nivel de interconexión.

81. Los conflictos relacionados con la tarifa de intercambio remiten a la estructura de ISA por dos razones: sus accionistas probablemente desean un rendimiento de su inversión y como son grandes importadores de electricidad, también desean que las tarifas de intercambio sean bajas. Esto se aplica particularmente al ICEL, entidad que también posee mercados en donde la participación de las ventas residenciales es alta. En verdad, en algunas ocasiones ha parecido que los accionistas consideran que su posición se fortalece si la posición de su sociedad, ISA, se mantiene débil.

82. Tradicionalmente, las decisiones de las compañías con relación a las inversiones en generación han sido motivadas por el deseo evidente de minimizar las importaciones de electricidad de otras empresas (en parte por

que consideran que su propia generación es más confiable y menos costosa que la importada), antes que por el precio del mercado de las transferencias de la energía eléctrica en bloque. En lugar de servir como una señal fundamental de precio, proveyendo información económica relativa a inversiones de generación y patrones de consumo deseables e indeseables, durante el período de análisis, la tarifa de intercambio de ISA desempeñó un papel esencialmente contable, que se usó para que la compañía generara fondos para cubrir solamente sus costos de operación y el servicio de la deuda. Debido a que la tarifa de intercambio fue tan baja, entre 1977 y 1986 el promedio de auto-financiamiento de ISA, después del servicio de la deuda fue insignificante.

Estimaciones tarifarias en los informes de evaluación

83. El DEO examinó los niveles tarifarios estimados ex ante por el Banco durante las evaluaciones económica y financiera de las operaciones ejecutadas durante el período y determinó qué tan apropiados eran estos estimativos. La pregunta clave fue: ¿Cómo se compara la posición adoptada en el Informe de Evaluación (SAR) con relación a los niveles tarifarios futuros, con lo que era percibible en ese mo-

mento respecto a los niveles en que debían situarse las tarifas? Desde un punto de vista sectorial, hubo tres puntos en los cuales dichos estimativos podrían haberse realizado: 1980/81 – la evaluación del Guavio; 1983 – la evaluación de la FEN y 1986/87 – la evaluación del Préstamo de Ajuste del Sector (Cuadro 1.7).

84. En el caso de la evaluación del Guavio, el DEO estimó la tasa interna de retorno (TIR) ex ante en 12.80% con base en el Programa Consolidado de Inversión del Sector para el período 80 - 88 y en las tarifas proyectadas para el sector dadas en el Reporte de Evaluación (SAR). Aunque la TIR no se presentó en el SAR, lo que esto ilustraba era que los niveles tarifarios propuestos en ese entonces parecían ser apropiados para asegurar la viabilidad económica y financiera del programa 1980 - 88.

85. El DEO llegó, sin embargo, a una conclusión diferente en el caso de la evaluación de la FEN, sobre la cual el Banco se basó para el programa de inversión sectorial de 1983 - 87 por US\$6.400 millones (precios de 1983). En el momento de la evaluación del crédito para FEN, 1983, las condiciones del sector eléctrico diferían radicalmente de aquellas vigentes tres años atrás. Las pérdidas eléctricas virtual-

mente en todos los mercados (excepto EPM) habían aumentado significativamente. La tasa de crecimiento en las ventas había descendido abruptamente. Los proyectos de Mesitas y Guavio habían ya experimentado sobrecostos significativos y demoras. La crisis de la deuda latinoamericana había explotado, las tasas de interés real eran altas y un nuevo financiamiento externo era

difícil. Durante el período 1981 - 83 la inflación internacional se desplomó, mientras que en Colombia continuó en un 25% anual, dando como resultado una creciente sobrevaluación del peso. De alguna forma estas perspectivas, radicalmente diferentes, no se filtraron a través del SAR en la FEN. El DEO estima que, utilizando los niveles tarifarios fijados en el reporte de la

Cuadro 1.7

Estimación de las tasas internas de retorno económico

	Ex ante TIR en el Informe	DEO ex ante TIR
1. Guavio SAR (1981) Inversión consolidada del sector 1980 - 88	No se presentó	12.80%
2. FEN SAR (1984) Inversión consolidada del sector 1983 - 87	No se presentó	6.50% (las tarifas deben doblarse para llegar a un 10.3%)
3. FEN SAR (1984) Programa de inversión de la EEB 1983 - 87	No se presentó	4.40% (contabilizado para la parti- cipación de ISA en Guavio)
		8.90% (excluyendo toda la inver- sión de Guavio)
4. Crédito de ajuste del sector. Informe del Presidente del Banco (1987) Inversión consolidada del sector 1987 - 90		9.30% (después de corregir los cos- tos de operación y de man- tenimiento)

FEN para todo el sector, la TIR ex ante para el programa de 1983 - 87 solamente fue 6.5 0/0. (7) Para producir un retorno del 10.3 0/0, el promedio de ingreso hubiera tenido que ser casi del doble de lo que se presentó en el informe.

86. De alguna forma estas señales negativas ex ante no se presentaron en el informe sobre la FEN, dando como resultado que los ajustes tarifarios no parecían necesarios. Sin embargo, el Banco solamente financió las inversiones que ya estaban en ejecución y ninguna de las nuevas que estaban contenidas en el plan sectorial de 1983 - 87. Subsecuentemente (en 1985) se negó a participar en la financiación del proyecto de Urrá, el cual era uno de los nuevos proyectos de inversión del plan sectorial de 1983 - 87. También aseguró un compromiso que cubrió a todo el sector, que limitó las nuevas inversiones solamente a proyectos que eran económicamente justificables y cuyo financiamiento no afectara las obligaciones financieras existentes de las compañías. Sin embargo, la evaluación de la FEN, a juicio del DEO, en relación con los problemas del sector y en las medidas que consideraba debían ser tomadas por las autoridades para colocar el creciente problema financiero bajo un mejor control.

87. Para el Préstamo de Ajuste del Sector Eléctrico de 1987, el informe del Presidente del Banco estimó la TIR en 13 0/0 para todo el programa de inversión del sector 1987 - 90. Se asumió que el ingreso promedio unitario del sector aumentaría en un 3 0/0 anual entre 1987 y 1992 en dólares reales; que el programa de inversión sería recortado en casi un 60 0/0 en términos reales con respecto al tramo de inversión de cinco años revisado al momento de la evaluación de FEN; y que los gastos corrientes de mantenimiento y operación del sector caerían en un 6.5 0/0 anual en dólares reales.

88. El DEO encontró que la evidencia entre 1971 y 1986 no ofrecía una base para asumir que los gastos corrientes de mantenimiento y operación del sector disminuirían en el período 1987 - 92 en la proporción asumida en el informe del Presidente del Banco al Directorio. En verdad, el agudo descenso (en dólares) que tuvo lugar en estos costos en 1985 - 86 fue única; ella se debió en parte a la acelerada devaluación del peso en 1985 - 86 y en parte a la dramática caída en el uso de combustibles tras la interconexión del sistema CORELCA en 1984.

89. Usando el mismo 3 0/0 de aumento real en los ingresos para el sector

utilizado en el informe del Presidente del Banco, pero con un todavía optimista 15 0/0 de disminución anual en los gastos corrientes, el DEO recalculó el TIR ex ante en 9.3 0/0. Para aumentar el retorno a 13 0/0 se hubiera requerido un ingreso unitario promedio del sector de 5.5 centavos de dólar/kWh (a precios de 1987) durante todo el período 1987 - 92, es decir, el 30 0/0 por encima del nivel que se propuso en el informe mencionado. Esto nuevamente indica que el nivel asumido para las tarifas al consumidor final para todo el sector, en la evaluación, fue inadecuado.

Desempeño del banco en aspectos tarifarios

90. Durante casi todo el período analizado, el Banco interpretó la política tarifaria como un problema eminentemente financiero. A mediados de los años 70, en relación con la preparación del crédito para la operación San Carlos I, el Banco presentó el aspecto de las tarifas de acuerdo con los costos económicos, pero su aceptación fue lenta en principio.

91. Después que el reporte del DEO en 1972 había señalado los fuertes subsidios a los usuarios de la electricidad, el Banco acordó con el sector, en el contexto del crédito San Carlos I, la

preparación de unos estudios que clasificaran los costos de estos subsidios y las preguntas de quién subsidiaba a quién, en qué mercados y por cuánto. Estos esfuerzos obviamente quedaron cortos en brindar la penetración necesaria, otro error causado por la falta de una visión sectorial total por parte de las autoridades colombianas y del Banco. De esta forma, en los 80 el Banco no tuvo en cuenta, en su definición de un "apropiado" nivel financiero de las tarifas, las repercusiones de los grandes déficits financieros del sector eléctrico sobre las finanzas del sector público.

92. Sin embargo, el Banco desempeñó un papel importante en los grandes cambios de las políticas tarifarias de mediados de los 80, el cual condujo a un avance conceptual al vincular las tarifas al consumidor final con los costos económicos, aunque con grandes descuentos. Sin embargo, tanto desde el económico como del financiero, los niveles y estructuras tarifarias al consumidor final aún son altamente inadecuadas, en particular en la EEB.

93. Al parecer, el Banco estuvo de acuerdo con la opinión colombiana respecto a las tarifas de intercambio de ISA como una herramienta contable y no como una señal económica, o como una palanca fundamental para

las tarifas al consumidor final a través del país. Esta opinión es responsable del consistente fracaso de ISA para generar recursos internos suficientes. Como ya se explicó anteriormente, la solidez financiera de ISA no fue uno de los objetivos de sus accionistas, lo que resalta el tema de la compatibilidad entre el bienestar financiero de ISA, los objetivos de sus accionistas y el futuro rol del Banco en apoyar nuevos ajustes institucionales.

94. El préstamo de Ajuste Sectorial de 1987 apoyó el avance en la política tarifaria reflejado en la Resolución JNT-086/86, mencionada anteriormente en este capítulo. Sin embargo, dicha resolución conducía a un nivel tarifario inferior en 20% al requerimiento ex ante que se desprende del estimativo del DEO. Al minimizarse el papel de las tarifas en los problemas del sector, se dio la impresión correcta de que los problemas de movilización de recursos internos no eran particularmente graves y que el ajuste en el sector podría seguir el calmado ritmo que se había planeado.

95. Aunque el Banco sostuvo un intenso diálogo con las autoridades colombianas con relación al tema de las tarifas a lo largo del período analizado, el gobierno tomó la determinación de elevar las tarifas solamente

después de la suspensión informal de desembolsos de los préstamos del Banco a mediados de los 70. El DEO entiende que desde 1983 en adelante, a medida que el desempeño técnico, financiero y tarifario de las empresas eléctricas se deterioraba de nuevo, la administración superior del Banco nuevamente consideró la suspensión de los desembolsos y la dilatación de los nuevos préstamos al sector. La opinión prevaleciente de ese entonces favoreció la persuasión más que a la coerción, aunque el Banco indicó, justificadamente en opinión del DEO, que no se financiaría el proyecto de Urrá.

96. El deseo del Banco de tomar una posición más fuerte con relación a los aspectos tarifarios y financieros del sector a mediados de los 70, y su resistencia a hacerlo a mediados de los 80, tienen que ser interpretados en el contexto de los desarrollos macroeconómicos. A mediados de los 70, la situación macroeconómica en general era sana y las perspectivas de crecimiento eran fuertes. Sin embargo, hacia 1984/85 Colombia estaba en el momento de un ajuste macroeconómico, con una significativa devaluación del peso, la liberación del comercio y restricciones en inversiones del sector público. En tal ambiente, las preocupaciones macroeconómicas prevalecieron sobre las

de carácter sectorial. La lucha contra la inflación tuvo prioridad sobre el alza en las tarifas de la electricidad (aunque el vínculo entre las dos es leve) y las exigencias de cumplimiento en los compromisos financieros sectoriales se relajó. Sin embargo, esto destaca el problema más amplio que consiste en asegurar la consistencia entre el enfoque del Banco sobre las medidas de ajuste macroeconómico y aquellas en los sectores particulares de la economía, lo cual trasciende el propósito de este estudio.

Recomendaciones

97. El apoyo brindado por el Banco al sector eléctrico colombiano durante los últimos 17 años brinda lecciones para el compromiso potencial de la institución dentro del sector. Estas lecciones se derivan de las anteriores discusiones sobre las deficiencias de la política tarifaria en Colombia y la acción del Banco para inducir niveles tarifarios apropiados.

- El Banco debe hacer de un enfoque sectorial hacia las tarifas el punto central de su compromiso, para mejorar los niveles tarifarios, la estructura de tarifas y la movilización de recursos.
- Debe seguir brindándole todo su apoyo al gobierno para que la

agencia reguladora de tarifas, actualmente la JNT, pueda realizar mayores ajustes tarifarios tendientes a reflejar mejor los costos económicos de suministro y para que se entienda que la tarifa de intercambio es un factor clave en la política de tarifas eléctricas.

- Debe insistir en que se tomen acciones sustanciales tendientes a definir un precio económico para la electricidad antes de presentar para su aprobación cualquier operación de crédito ante el Directorio.
- Necesita evaluar sistemáticamente el grado al cual los niveles tarifarios que se fijan de acuerdo al CIPLP cubran completamente los costos financieros del sector y las necesidades de cada empresa.
- Debe enfatizar, dentro de su propia organización, y en Colombia, el rol de la tarifa de intercambio de ISA como un factor clave en los precios de la electricidad en Colombia. En relación con el financiamiento futuro debe insistir consistentemente en que se adopten políticas para la fijación de un precio económico en el intercambio de la electricidad.

FINANZAS

Introducción

98. Durante el período analizado, la financiación del sector y el desempeño financiero nunca fueron completamente satisfactorios, y desde comienzos de los 80 fue muy pobre. En este capítulo se discute el desempeño financiero global del sector y de las principales empresas que tenían relación directa con el Banco (EEB, EPM e ISA) con énfasis en los siguientes indicadores: porcentaje de auto-financiación, rentabilidad sobre activos, relación de cubrimiento del servicio de deuda, desarrollo de la deuda y el capital y la cartera. También se analiza el papel que jugó el Banco en el apoyo a mejoras globales del sector y en las finanzas de las empresas.

99. El DEO encontró dificultades en establecer un panorama claro del desempeño financiero del sector en el período analizado. Pudo consolidar un estado financiero para todo el sector solamente para los años 1976, 1980 y 1983 - 86. Esta información es en alguna medida incompleta y tentativa, sin embargo, es dicente. Constituye la base para el flujo de fondos que se muestra en el Cuadro 1.8.(8) Estos resultados sugieren que durante el período 1976 - 86, desde el punto de

vista del sector, sus ingresos no cubrieron completamente el costo del servicio de la deuda en 1980, y luego, después de 1985. Adicionalmente, la contribución de sus ingresos a las inversiones fue marginal, convirtiéndose en negativa después de 1985. En resumen, se aprecia un desempeño deficiente con relación al nivel global de inversiones en el período.

Índice de auto-financiamiento

100. El Cuadro 1.9 muestra el índice promedio de auto-financiamiento (generación interna neta de efectivo después de atender servicio de deuda, en términos del total de inversión anual) para las tres principales empresas eléctricas prestatarias del Banco.

101. Los costos de operación en efectivo de la EEB (calculados en términos de kWh vendido a precios constantes) más que se duplicaron durante el período 1971 - 86. Este aumento indica, el creciente costo de las compras de energía y, de otra, el fracaso de la empresa en lograr mayores niveles de eficiencia, reflejado en el aumento en las pérdidas de energía, especialmente durante los 80.

102. Dado que durante los años 70 las inversiones de la EEB se mantuvieron en un nivel moderado y que desde

Cuadro 1.8

Sector eléctrico: fuentes y aplicaciones de fondos (Porcentaje del total de recursos movilizados)						
Fuentes	1976	1980	1983	1984	1985	1986
Ingreso neto antes de depreciación						
Servicio de deuda	31	30	27	32	33	39
Préstamos	54	48	55	61	61	56
Otras fuentes	15	22	18	7	6	5
Total	100	100	100	100	100	100
Aplicaciones						
Servicio de deuda	28	31	23	27	36	41
Inversión	59	71	76	76	71	56
Reajuste en el capital de trabajo	13	-2	1	-3	-7	3
Total	100	100	100	100	100	100
Autofinanciamiento de la deuda						
Porcentaje (generación interna neta después del servicio de deuda)	5%	-1%	5%	7%	-4%	-4%
Índice del total de aplicaciones en pesos constantes (1976 = 100)	100	250	428	475	477	339

Cuadro 1.9

Porcentaje de autofinanciación de EEB de EPM e ISA								
	1972	1974	1976	1978	1980	1982	1984	1986
EEB	40	27	43	54	21	9	5	6
EPM	—	—	40	24	89	42	24	9
ISA	—	—	-12	9	6	9	-3	-6

1976 sus tarifas aumentaron sustancialmente en términos reales, la contribución de la empresa a la inversión estuvo generalmente por encima del 30%, con niveles máximos del 50% durante el período 1976 - 78. Más tarde, después de las grandes inversiones hechas en la central hidroeléctrica de Mesitas, la contribución a la inversión por parte de la EEB se deterioró llegando a niveles del 16% en 1981. De 1982 en adelante, los gastos aún mayores de la construcción de la Central del Guavio redujeron aún más el índice de auto-financiamiento, aunque las tarifas continuaron subiendo en términos reales hasta 1985. En este momento, el no haber permitido a las empresas recuperar los efectos de la devaluación elevada del peso hizo que el índice de auto-financiamiento de la EEB bajara a un 6%, nivel definitivamente insatisfactorio, en el cual ha permanecido desde entonces.

103. A comienzos de los 70, los costos unitarios operativos de las EPM fueron similares a los de la EEB, pero en los años siguientes, se mantuvieron relativamente constantes. EPM mantuvo bajos sus costos mediante el suministro de energía a bajos costos desde sus propias plantas y aun tuvo capacidad para exportar energía sobrante a la red interconectada. De igual manera, sus pérdidas se mantuvieron a un nivel

constante, aunque relativamente alto (18 - 20% de la energía generada).

104. En los primeros años de la década de los 70, cuando EPM no tenía mayores obras en construcción, su índice de auto-financiamiento era alto (70% en 1971). La construcción de Guatapé II, a mediados de los 70, y el efecto de las tarifas decrecientes en términos reales, condujo a su deterioro (28% en 1975). En 1980 - 81, después de los ajustes tarifarios que se dieron para la preparación del proyecto de San Carlos I, el índice de auto-financiamiento llegó hasta niveles del 80%, cuando EPM no estaba aún sobrecargada por las nuevas inversiones en los proyectos hidroeléctricos de Guadalupe IV y Playas. Estos proyectos, junto con la iniciación de la central de Río Grande II en 1984 y los efectos de la devaluación antes mencionada, redujeron la contribución de EPM a la inversión a un nivel inadecuado del 9% en el año 1986.

105. Hasta que ISA comisionó su primera planta, Chivor I en 1977, los ingresos de la compañía se limitaban a las transferencias de electricidad a través de la interconexión. Estos se complementaban con contribuciones hechas por los accionistas para cubrir la operación e inversiones de ISA. Las tarifas que se le permitía cobrar a ISA

por sus servicios y suministros sólo pretendían cubrir los costos de operación y servicio de deuda, desde finales de los 70 hasta 1982. Después de esta fecha, las tarifas ni siquiera alcanzaban para cubrir estos costos. Por lo tanto, la contribución a la inversión de ISA fue insignificante (de acuerdo a lo planeado) hasta 1982 y negativa de ahí en adelante.

106. De las tres empresas cuyas finanzas no fueron analizadas en detalle por el DEO, CVC logró resultados comparables a los de EPM. ICEL y CORELCA tienen operaciones más descentralizadas a través de subsidiarias débilmente administradas, que atienden en su mayoría áreas rurales. Por naturaleza, estas subsidiarias están menos capacitadas que las grandes empresas municipales para contribuir con un alto porcentaje a la inversión debido a la política tarifaria que ha prevalecido en Colombia durante las dos últimas décadas. (9)

Rentabilidad sobre activos (RA)

107. La rentabilidad sobre activos fijos netos revaluados (RA) en operación fue el indicador de movilización de recursos convenido con el Banco para todas sus operaciones durante el período analizado. EEB nunca logró el nivel convenido de RA durante

1978 - 84, a pesar de que ningún activo grande fue comisionado y por consiguiente adicionado a la base de cálculo en este período. El déficit de caja de la compañía alcanzó una suma de US\$90 millones (precios de 1986), o casi la mitad del sobre costo del proyecto de Mesitas, que tuvo que recibir una financiación adicional del Banco a través de la FEN. Para 1985 - 86 la rentabilidad sobre activos de la EEB había aumentado a cerca de 15%, pero este aumento solamente permitió una contribución marginal de entre 5 y 6% de sus recursos propios para su programa de inversiones. Las razones para ello fueron los altos costos del servicio de deuda de la empresa y el considerable tamaño de su programa de inversiones.

108. La rentabilidad sobre activos de EPM durante la mayor parte del período analizado estuvo por debajo de los niveles convenidos. Sin embargo, el flujo de caja de la compañía posibilitó un cubrimiento razonable del servicio de deuda y de auto-financiación (excepto en 1986).

109. ISA fue la única compañía que tuvo una rentabilidad sobre activos generalmente cercana al nivel convenido con el Banco. De hecho, el 9% convenido a duras penas reflejaba los estatutos de ISA, que exigían que los in-

gresos solamente cubrieran el servicio de la deuda y sus costos de operación. Esta es quizás una buena ilustración de la forma como el Banco actuó de una manera pragmática ante una difícil situación, apoyando una institución de cuya creación fue artífice, pero cuya puesta en funcionamiento reflejó un dudoso compromiso de las empresas eléctricas regionales y municipales.

Indice de cubrimiento del servicio de deuda (SD)

110. Desde 1981 en adelante, con la disminución en la actividad económica, el índice de cubrimiento del servicio de deuda tuvo un deterioro significativo para la EEB y para ISA. En EPM la disminución, de nuevo, fue menos dramática que en las otras dos empresas. En el caso de ISA, el indicador cayó a cerca de 1.0% en 1983 y 1984, lo que obligó a la empresa a no reconocer intereses sobre los títulos en poder de sus accionistas para evitar que el índice descendiera por debajo del 1.0%.

Deuda y Capital (D/C)

111. Una baja auto-financiación implica grandes financiaciones y contribuciones de capital. Dado que las contribuciones tienen un límite en

Colombia, es esperado que el índice de deudas sobre capital aumente. Este indicador, sin embargo, no está convenido en las operaciones de crédito eléctrico con el Banco, ya que el índice SD es el indicador preferido para medir limitaciones del nivel de endeudamiento en el caso de las compañías eléctricas gubernamentales que disfrutan de una estratégica posición de monopolio en un mercado cerrado en que el gobierno ejerce un completo control de precios.

Con base en las cuentas de auditoría de las empresas (que reflejan la revaluación *parcial* de activos fijos que corresponden *solamente* a la revaluación de los pasivos existentes en moneda externa a la tasa de cambio preva-
lente), los índices de deuda-capital de EEB e ISA calculados utilizando metodologías estándar de revaluación de activos (presentada en los SAR del Banco) fueron aproximadamente de 1.5 en 1986.

Cuentas por Cobrar (CC)

112. El Cuadro 1.10 muestra el desarrollo poco satisfactorio de las cuentas por cobrar en las principales empresas eléctricas receptoras de crédito del Banco. Demuestra el pobre desempeño comercial de la EEB y la debilidad temporal de EPM a comienzos de los

Cuadro 1.10

Rotación de las cuentas por cobrar, en meses de valor facturado			
	EEB	EPM	ISA
1971	2.0	2.3	—
1980	4.8	2.6	7.4
1986	4.8	1.5	11.3

80, a pesar de las difíciles circunstancias macroeconómicas del país. El comportamiento deficiente de ISA refleja esencialmente la política de los accionistas de mejorar su flujo de caja, a costa de no realizar sus pagos a ISA por suministros y servicios.

El desempeño del Banco

113. El principal beneficio financiero para Colombia de la participación del Banco en el sector eléctrico ha sido la movilización de recursos en cantidades que no se hubieran podido lograr de otra forma. En efecto, en el período analizado, el Banco contribuyó con US\$1.900 millones en 15 préstamos hechos al sector. En cuanto al desempeño del Banco en materia financiera en estos préstamos, hay cinco puntos que merecen ser discutidos: la falta de una visión financiera a nivel de sector; el manejo de variaciones en los vencimientos, períodos de gracia y condi-

ciones de repago; la falta de visión sobre el riesgo cambiario; debilidad del Banco en fijar y hacer cumplir niveles satisfactorios de desempeño financiero para el sector y algunos de sus prestatarios; e inconsistencia en el uso de indicadores financieros.

Ausencia de un enfoque sectorial

114. Durante la primera mitad del período analizado, uno de los principales obstáculos que tuvieron que afrontar tanto el Banco como el gobierno colombiano fue la dificultad para lograr una perspectiva sectorial, especialmente en lo relacionado con el desempeño y desarrollo financieros. La ausencia de tal perspectiva sectorial fue producto de la fragmentación del sector mismo, en gran parte debido al intenso regionalismo colombiano. Ello no le permitió al gobierno asumir de manera apropiada su rol en la fijación de políticas y reglamentaciones, y también limitó la capacidad del Banco para

planear sus operaciones dentro de un esquema financiero global.

115. La preparación de los primeros estados financieros sectoriales consolidados para la evaluación del proyecto Guavio en 1980 fue un hecho importante, tanto técnica como políticamente, pues requirió de un esfuerzo conjunto por parte de las empresas para la consecución de un objetivo común. Más tarde, en 1983, se prepararon estados consolidados durante la evaluación de la operación de crédito para la FEN, que se llevó a cabo con la expectativa de que la FEN fuese la institución llamada a desarrollar una visión financiera confiable del sector. Hacia 1986 - 87, a raíz del Préstamo de Ajuste del Sector Eléctrico, se hizo otra consolidación financiera sectorial que incluyó los años históricos de 1984 - 85 y las proyecciones para 1986 - 92. La aparente falta de estados financieros sectoriales consolidados —a excepción del período posterior a 1980— fue de alguna manera sorprendente para el DEO, dado el nivel de desarrollo del país y de su sector eléctrico y la participación del Banco en el sector por casi 40 años.

Condiciones de financiamiento del Banco

116. Al comienzo del período analizado los préstamos del Banco eran

bastante ventajosos para las empresas eléctricas en términos de vencimiento, períodos de gracia y provisiones para el pago de servicio de deuda (en la forma de sumas semestrales iguales para principal e intereses).(10) En 1976, sin embargo, con la aparición de la primera crisis en los precios del petróleo y en un esfuerzo por reciclar sus recursos más rápidamente, el Banco endureció las condiciones de sus préstamos, los cuales quedaron definidos por país y no por proyecto como se venía haciendo. Esto significó que en el caso de Colombia, aun para proyectos de larga ejecución como las plantas hidroeléctricas, los préstamos tenían una duración máxima de 17 años con un período de gracia de 4 años, mientras que las condiciones de repago se convirtieron en un cronograma de repagos "nivelados" de capital. Bajo estas condiciones, para proyectos hidroeléctricos como los de Colombia, los repagos de capital saltaron a un nivel unas tres veces mayor al de los cargos por depreciación, mientras que la amortización del préstamo, en promedio, se inició 15 meses antes de que la central comenzara su operación y 23 meses antes de que el Banco hiciera el último desembolso del préstamo.

117. Aunque estas condiciones cambiantes se aplicaron a todos los prestatarios del Banco, el efecto fue espe-

cialmente marcado en los proyectos hidroeléctricos. Algunas comparaciones, con base en la duración promedio de los créditos, son instructivas. Por ejemplo, en el caso de Mesitas, el promedio de vida del préstamo hubiera sido de 8.5 años con pagos anuales constantes de interés y capital, pero con 7.7 años con nivelación de repago de capital; la duración real fue alrededor de 6.7 años, como se muestra en el Cuadro 1.11. El impacto de los menores períodos de gracia y reembolso fue aún más dramático. Por ejemplo, la duración de los préstamos para Chivor I y Guatapé II se preveía en 16 años o más en el momento de la evaluación, y, no obstante las demoras, resultó ser de 14 años. Mientras tanto, cuatro más contratados entre 1978 y 1981 se proyectaron con períodos de repago promedio de 7.7 a 8.0 años, pero tuvieron una duración real de sólo 3.2 a 6.7 años.

118. El saldo máximo de préstamo disponible a un prestatario (*Maximum Loan Balance*) es otra forma de ilustrar los efectos de los cambios en las condiciones de los préstamos (Cuadro 1.11). Se esperaba que los préstamos para Chivor I y Guatapé II alcanzaran un balance del 100% por un período corto, lo que prácticamente se logró. Entre tanto se esperaba que los balances de préstamo de las operaciones

posteriores a 1976, sobre las cuales ya se hizo referencia, alcanzaran entre 88% y 96%, pero sólo se situaron en un rango entre 31% y 80% (11). La fluctuación de las tasas de cambio podría empeorar aún más el resultado de los préstamos discutidos aquí.

119. En los documentos de evaluación y otros informes, el Banco dio poco peso a las implicaciones financieras de las modificaciones hechas en 1976 en las condiciones de los créditos, aunque éstas tuvieran un gran impacto en programas de inversión eléctrica donde pesaban proyectos hidroeléctricos de larga maduración, como los de Colombia. En efecto, el informe del Presidente del Banco para el Préstamo de Ajuste del Sector Eléctrico Colombiano en 1987, parece haber sido el primer documento oficial del Banco que resalta el impacto de las modificaciones en los períodos de gracia y duración sobre los problemas financieros del sector. Ese informe, sin embargo, subestimó el significado del impacto que tendría un incremento sustancial de los requerimientos del servicio de deuda.

120. Los créditos de menor duración asociados con los préstamos del Banco para el desarrollo hidroeléctrico en países como Colombia, desde 1976, hacen necesario que el financiamiento

Cuadro 1.11

Promedio de vida de los créditos y máximo saldo del préstamo
(Maximum Loan Balance)

Crédito No.	681	874	1628	1668	1953
Prestatario	ISA	EPM	EEB	EPM	EPM
Proyecto	Chivor I	Guatapé II	Mesitas	Guadalupe IV	Playas
Año del préstamo	1970	1971	1978	1980	1981
Cantidad	52.3	56.0	84.0	125.0	85.0
Años de maduración	30	25	17	17	17
Período de gracia	7	5	4	4	4
Años de vida del préstamo					
Proyectado	19.0	16.0	7.7	8.0	7.8
Real	18.8	14.3	5.4	5.4	3.2
Máximo balance del préstamo					
Proyectado	100 %	100 %	96 %	95 %	88 %
Real	99 %	94 %	80 %	58 %	31 %

de tales proyectos dependa más de fuentes de recursos más permanentes, incluyendo recursos de generación interna y, en cuanto sea factible, aportes de capital, en vez del endeudamiento masivo que ha caracterizado al sector eléctrico colombiano en la mayor parte del período analizado. Sin embargo, el Banco en su diálogo con el gobierno y con las autoridades del sector parece haber desechado este poderoso argumento para lograr el ajuste de los ingresos. Con el beneficio de la evaluación ex post puede decirse que había también un gran potencial en la búsqueda de aportes de capital provenientes del sector privado, como una alter-

nativa a la escasez de fondos públicos. Por supuesto, debe enfatizarse que, a pesar del endurecimiento de las condiciones del financiamiento del Banco desde 1976, la institución se mantuvo como una de las dos fuentes de financiamiento de largo plazo en una escala razonablemente significativa.

Manejo de riesgos cambiarios

121. A finales de los 70 y comienzos de los 80, el valor real del dólar expresado en pesos colombianos aumentó aproximadamente en una tercera parte. Sin embargo, el aumento no se reflejó en la tasa de cambio real y el

riesgo que soportaban las empresas creció considerablemente durante el período. Este riesgo se materializó a mediados de los 80 cuando se aceleró la devaluación del peso colombiano frente al dólar. Esta devaluación fue una de las medidas que el gobierno utilizó para eliminar el énfasis de la producción en bienes no transables (como la electricidad) que consumen grandes cantidades de recursos externos y cuyos beneficios sólo se trasladan lentamente a los bienes transables. La devaluación aumentó sustancialmente los costos de las compañías eléctricas, especialmente el costo del servicio de deuda. Por ejemplo, en 1985 las pérdidas cambiarias absorbieron el 45 % y 43 % de los márgenes operativos de ISA y EEB, respectivamente. Sin embargo, el gobierno no dio el paso siguiente que habría apoyado el cambio en la estructura de producción y aportado una base sólida para un mejor desempeño financiero del sector; permitirle a las compañías eléctricas trasladar el costo adicional de la devaluación al consumidor.

122. Aunque el riesgo cambiario había sido subestimado permanentemente y el riesgo de pérdidas cambiarias había crecido desde mediados de los 70, los informes de evaluación del Banco a comienzos de los 80 no analizaron este tema. Esto pudo deberse a que el

Banco asumiera, contrario a la experiencia, que la materialización del riesgo sería equilibrada con tarifas más altas. El tema fue y aun es complicado por las inconsistencias en la presentación de las pérdidas cambiarias en los libros de varios prestatarios del Banco, como también en la discusión de los auditores externos a este respecto. Pero el Banco tampoco asumió este problema.

123. Otra fuente de riesgo cambiario se manifestó en 1986 cuando el dólar americano se depreció frente al yen, el marco alemán y el franco suizo. Las pérdidas cambiarias y la situación de riesgo se han agravado debido a las fluctuaciones entre divisas en préstamos del Banco desembolsados bajo el sistema de canasta de monedas. Los préstamos del Banco con este sistema habían reportado beneficios para los prestatarios mientras el dólar estaba apreciándose con relación a las otras divisas de la canasta (1980 a 1985), pero este beneficio se convirtió en un costo para este tipo de préstamos en comparación con préstamos que no se hacen con canasta de monedas cuando empezó la depreciación del dólar en 1986.

Indicadores de desempeño financiero

124. Desde finales de los 70 el Banco progresivamente ha bajado sus están-

dares de desempeño financiero para las operaciones de crédito en el sector eléctrico colombiano, tanto en las nuevas solicitudes de crédito al Directorio como en aquellas que fueron establecidas en los convenios o aquellas que se toleraron sin suspender desembolsos o sin rechazar nuevas solicitudes de crédito. Una de las razones que indujo al Banco a aumentar su tolerancia a los bajos estándares de desempeño financiero en el sector eléctrico a mediados de los 80, fue la difícil situación macroeconómica que las autoridades colombianas buscaban manejar (con el apoyo del Banco). En este contexto se hizo énfasis en los problemas macroeconómicos, tolerándose un deterioro del sector eléctrico hasta que se lograra el ajuste macroeconómico. El Banco persistentemente ha hecho conjeturas optimistas acerca del futuro, aunque la experiencia y la situación al momento de evaluar una operación no fueran garantía.

125. El relajamiento de las condiciones de presentación al Directorio se evidencia en el hecho de que ellas típicamente constituían un prerequisite para la presentación, y luego se convirtieron en condiciones de efectividad (que muchas veces demoraban dicha presentación) o en condiciones que deberían completarse durante la ejecu-

ción del proyecto. De igual manera, el tiempo promedio entre la aprobación del préstamo y el momento en que se hacía efectivo, el cual había sido de 6 meses para préstamos aprobados antes de 1978, aumentó a 16 meses en los préstamos posteriores.

126. La reducción de estándares de desempeño establecidos en los convenios, y la tolerancia de una ejecución inadecuada, se distribuyeron inequitativamente entre las empresas eléctricas. Este hecho fue particularmente pronunciado en el caso de EEB y menos en el caso de EPM. Para ISA, los estándares de desempeño permanecieron bajos durante todo el período de análisis, esencialmente de acuerdo con sus estatutos. Este tratamiento desigual para prestatarios individuales es un signo más de la falta de una estrategia sectorial. En lugar de unir el sector, la actitud del Banco contribuyó a separar las empresas aún más.

127. En varias ocasiones el Banco asumió una actitud laxa con relación al deterioro en el desempeño financiero de las empresas. Por ejemplo, la rentabilidad sobre activos fijos netos revaluados en operación de EEB, en el período 1978 - 84 cayó muy por debajo del nivel especificado en los convenios y la empresa fue incapaz de lograr el nivel promedio convenido

para su índice de auto-financiación durante los años 1981 - 86. (12) Una segunda instancia, que empezó con EEB y luego se extendió a todos los prestatarios del sector, tuvo que ver con la relajación en la definición del índice de auto-financiación. Esto se logró introduciendo en el numerador ítems que no entran en el flujo de caja, como incrementos en las reservas de los fondos de pensiones, práctica que se ha vuelto muy común en los proyectos del Banco. En el caso de EEB, esta práctica tendió a reducir la brecha que había con el nivel del índice de auto-financiamiento convenido, aunque no la eliminó. Desde el punto de vista del manejo de caja, tal inclusión puede ser correcta, pero parece inapropiado incluir aumentos en las reservas de fondos de pensiones como un recurso para cubrir el servicio de deuda o inversiones en activos fijos debido a que los acreedores no tienen derecho a reclamar esos recursos. (13)

128. Parece también que el Banco fue excesivamente flexible al no exigirle a EPM un índice de auto-financiamiento por convenio, aun en la época en que estaba construyendo dos proyectos hidroeléctricos. El plan de financiación para las inversiones de EPM en 1980 - 86 preveía que la generación interna *neto* de efectivo contribuiría hasta con

un 60% del financiamiento requerido, siendo entonces el auto-financiamiento un recurso vital. En lugar de sujetarlo a convenio, el Banco impuso una condición de efectividad de préstamo que exigía balancear el plan de financiación para 1980 - 82, un sustituto pobre bajo estas circunstancias.

129. En contraste, el nivel de condicionamiento del indicador RA para ISA en cuanto al préstamo de San Carlos I, es un buen ejemplo de la forma como el Banco puede manejar pragmáticamente una situación difícil, ayudando a una nueva institución en sus primeros años de existencia. En este caso, se sabía desde el principio que el nivel de condicionamiento del 9% de rentabilidad sobre activos netos en operación era demasiado bajo y que ISA muy probablemente iba a tener dificultades para cubrir su servicio de deuda con tal nivel de movilización de recursos. Sin embargo, lo positivo de este caso, fue que esto quedó estipulado de manera expresa en el Informe de Evaluación del Staff (SAR).

Utilización de indicadores financieros por parte del Banco

130. Los indicadores financieros son las herramientas utilizadas para medir el desempeño financiero de las entida-

des. Los hallazgos de este informe sugieren que sería prudente para el Banco reexaminar sus pautas para condicionamientos financieros en operaciones de crédito eléctricas, especialmente con relación a tres áreas:

- La inclusión de obras en construcción en la base del activo fijo del indicador rentabilidad sobre activos (RA).
- El problema de revaluación de activos fijos cuando se ha hecho en una base proforma y
- La deseabilidad de incluir en los convenios el índice de auto-financiamiento como un complemento al indicador RA, especialmente cuando se contemplan inversiones mayores con largos períodos de gestación.

131. Tradicionalmente, el Banco, en sus operaciones de préstamos al sector eléctrico, ha dado preeminencia a la rentabilidad sobre activos, específicamente sobre los activos fijos netos revaluados en operación. Este indicador está esencialmente diseñado para proveer una medida de la eficiencia de una compañía en el uso de sus activos de operación, en comparación con el costo promedio (o el marginal) de los fondos utilizados para financiar los

activos. Sin embargo, en la práctica, en el contexto de financiamiento del sector eléctrico, el Banco usa el RA para determinar la capacidad bruta de movilización de recursos de una compañía para generar suficientes fondos para cubrir costos-costos de operación, servicio de deuda y, sobre todo, para atender su programa de inversión. Claramente, cuando el objetivo es monitorear la eficiencia en el uso de los activos fijos usados en la operación, las obras en construcción no deberían ser incluidas en la base de cálculo de los activos fijos. Sin embargo, puesto que el Banco usa RA como indicador de la capacidad de movilización de recursos, habría mérito para incluir las plantas en construcción en la base de cálculo de los activos fijos, ya que esto apoyaría la generación de ingresos más altos en etapas más tempranas como las requeridas en este tipo de situación.

132. Una implicación adicional de la dependencia actual de la rentabilidad sobre activos en operación, se hizo evidente en el sector eléctrico colombiano en los años 80. Dado que largos períodos de ejecución condujeron a que el servicio de deuda se venciera antes de que los activos financiados fueran comisionados (en el caso de préstamos del Banco, en promedio 15 meses antes), el servicio total de deuda rápidamente absorbió la mayoría de gene-

ración interna de caja. Por lo tanto, aun rentabilidades en principio razonables sobre los activos revaluados en operación (por ejemplo en el caso de ISA) no generaron ninguna contribución a la inversión. Lo anterior sugiere que el Banco debería reexaminar el tipo de tasa de rentabilidad sobre activos convenida que debería usar en sus operaciones de préstamos al sector eléctrico en vista del acortamiento de la vida de los préstamos y el carácter poco predecible y largo del tiempo de las inversiones hidroeléctricas. El argumento a favor de la inclusión de obras en construcción en la base de activos llega a ser muy fuerte para pequeñas y medianas empresas que crecen rápidamente donde los activos en construcción frecuentemente representan una gran parte del total de activos fijos.

133. Otro problema que el Banco ha encontrado en Colombia al usar el RA tiene que ver con el proceso mismo de revaluación. La ley y la práctica contable colombiana sólo permite una revaluación *parcial* de los pasivos externos existentes de acuerdo con la tasa de cambio prevaleciente. Esto ha significado que la revaluación *completa* de activos fijos en operación fue hecho sobre una base *pro-forma* para la determinación de la base de cálculo del activo utilizada como el indicador clave de movilización de recursos del

Banco. Uno de los problemas que surgió con relación a EEB fue la inexactitud del *total* del proceso de revaluación, el cual se manifestó sólo algunos años después. Tradicionalmente, la revaluación *pro-forma total* de los activos fijos ha sido ejecutada trimestralmente, comenzando con una base de activos fijos de 1976. Sin embargo, en cumplimiento de una condición del préstamo de Mesitas, EEB elaboró un estudio para establecer el valor de estos activos. Este estudio que se completó a mediados de 1984, tres años después de lo previsto, mostró que a partir de finales de 1982 el total de activos revaluados de EEB fue 40% más alto de lo que las revaluaciones rutinarias anteriores habían sugerido. Esto significó que desde 1976, la tasa clave de rentabilidad de EEB había sido crecientemente sobreestimada en cantidades desconocidas en ese entonces. Por supuesto, esto comprometió seriamente la efectividad del indicador financiero más importante del Banco.

134. Finalmente, fue únicamente en el caso de EEB que el Banco condicionó simultáneamente el índice de autofinanciamiento y el RA. Desde luego, esto no evitó un desempeño financiero pobre. Pero en la opinión del DEO hay algún mérito en la inclusión por parte del Banco de ambos indicadores en los convenios, en casos de progra-

mas de inversión grandes y de larga gestación en el sector eléctrico. Esto ocurre especialmente cuando la revaluación completa de activos no es parte de la ley y de la práctica aplicada en el país en cuestión y el Banco tiene que recurrir a una revaluación pro-forma.

Recomendaciones

135. Durante la mayor parte del período analizado las contribuciones del gobierno al sector fueron más allá de lo económico y socioeconómicamente justificable. Esto se debió principalmente a que las tarifas bajas hicieron que la generación interna de caja fuese inadecuada, pero en parte también a planes irrealistas de financiación y al desempeño inadecuado.

136. Es evidente que las finanzas del sector deben mejorarse. En opinión del DEO, esto tendrá que llevarse a cabo sobre la base de un nuevo consenso amplio sobre la estructura institucional del sector, los papeles respectivos del gobierno (a nivel central, regional y local) y las empresas y los objetivos que deben perseguirse. Una vez se llegue a un acuerdo sobre estos principios básicos, se espera que su aplicación incluya un componente financiero que permita a las empresas recuperarse financieramente y operar de manera transparente, dentro de un

sector razonablemente eficiente en lo económico y financiero.

137. Un sector financieramente sano comienza con planes sanos y con recursos firmemente comprometidos de todas las fuentes: (1) los ingresos y su recaudo deben mejorar a través de tarifas más altas y niveles de cartera más bajos); (2) los costos deben ser limitados (a través de operaciones más eficientes, en particular la reducción de pérdidas); y (3) la capitalización debe reestablecerse a un nivel apropiado (a través de mayores financiaciones por medio de aportes capital) para permitir que el sector nuevamente obtenga préstamos en el mercado de capitales, disminuyendo su dependencia del BID y del Banco. Para tal efecto, es necesario establecer, primero en términos amplios y luego en detalle, lo siguiente:

- Lo que debe pagar, en últimas, el consumidor, lo que debe subsidiar el gobierno y los canales a través de los cuales se deben proveer los subsidios externos al sector.
- Cuáles subsidios cruzados se deben implementar entre las categorías tarifarias.
- Lo que deberán cubrir los ingresos de las empresas: costos de operación, servicio de la deuda, ajuste apropiado para el capital de traba-

jo, una contribución razonable a la inversión y una equitativa remuneración al capital.

- Por qué las cuentas por cobrar en empresas individuales son altas y cómo remedir esta deficiencia; y
- Qué cantidad de aportes de capital se requiere y cuándo.

138. Comenzando por lo anterior y teniendo en cuenta el marco regulatorio que también debería ser fortalecido sustancialmente, el gobierno, el sector, el BID y el Banco deberían encaminarse a lograr objetivos financieros acordados, fijando objetivos intermedios precisos, coherentes y viables para el sector y todas las empresas.

139. Un primer objetivo importante debería ser una presentación razonablemente uniforme de las cuentas de las empresas, que permita una consolidación confiable y una clara visión de las finanzas del sector. Desde el punto de vista del Banco, como parte de un esfuerzo más amplio para mejorar la supervisión financiera de los prestatarios del sector eléctrico, en los informes de los auditores externos sobre los balances anuales de los prestatarios, se debería incluir el desempeño financiero según lo convenido. Finalmente, el Banco debería revisar

los lineamientos con relación a los indicadores financieros utilizados para supervisar, y atar por convenios el desempeño financiero en el sector eléctrico.

Inversiones

140. Algunos de los principales temas relacionados con el programa de inversiones del sector en la actualidad ya fueron destacados en el reporte del DEO en 1972:

- El proceso de decisión sobre inversión y su relación con la planeación.
- Excesos en costos y tiempo, y
- El desbalance entre las inversiones en generación y transmisión, de una parte, y la distribución, de la otra.

Planeación de inversiones y proceso de decisión

141. Como se anotó en el Capítulo II, a lo largo de las dos décadas pasadas, los accionistas de ISA ejercieron una fuerte influencia en la planeación. Desde el inicio introdujeron factores políticos en el proceso de decisión, entorpeciendo la definición de un plan de expansión que fuera claramente

identificado como la solución de mínimo costo o cuya desviación de esta solución fuera conocida. A comienzos de los 70, a esta desventaja se le sumaron limitaciones en la disponibilidad de proyectos razonablemente preparados, hecho que condujo a poner en marcha los proyectos que de casualidad se encontraban disponibles (Chivor I y II y Guatapé II). Desde mediados de los 70 en adelante, otros factores jugaron un creciente papel: el deseo por parte de las empresas de poseer la mayor cantidad de plantas de generación posibles necesarias para atender la demanda dentro de su área de operación y bajo su propio control; la tasa continuamente alta proyectada de crecimiento de la demanda; las demoras incurridas en la ejecución que aumentaron la amenaza de racionamiento; y la perspectiva de un déficit de suministro para comienzos de los 80.

142. Estos factores, junto con una escasez persistente de proyectos suficientemente estudiados, nuevamente condujeron a la ejecución de los proyectos que casualmente se tenían a la mano. Estos proyectos evidentemente incluían los desarrollos que los accionistas de ISA preferían y que no necesariamente hubieran salido en un exhaustivo análisis de mínimo costo basados en parámetros económicos na-

cionales. Esta situación persistió hasta mediados de los 80, cuando la disminución en el crecimiento de la demanda produjo una prórroga en el desarrollo de nuevos proyectos. Desde el final del período analizado se han seguido algunos pasos que pueden tratar parte de esta problemática. (14) De otra forma, es improbable que un análisis más estricto hubiese conducido a un orden sustancialmente diferente de implementación de las plantas hidroeléctricas. Sin embargo, el DEO concluye, con base en cálculos que se admite son someros, pero haciendo uso de la experiencia, que a finales de los 70 el argumento a favor de un desarrollo hidroeléctrico casi exclusivo ya era debatible, aun bajo la estricta aplicación del principio de menor costo. Esto llegó a ser especialmente cierto a comienzos de los 80 cuando el sector decidió construir la planta hidroeléctrica del Guavio. En realidad, los riesgos asociados con la construcción de grandes instalaciones subterráneas en la Cordillera Oriental se conocían desde el momento de construcción de la central de Chivor y del túnel de Chingaza, ambos localizados en la misma área del Guavio. Además, tales inversiones adicionales tan concentradas en el sistema siempre implican una alta rigidez del programa de inversión.

143. Ya cuando se tomó la decisión de construir Guavio, un desarrollo alternativo pudo haber previsto que las grandes plantas hidroeléctricas atenderían sólo el exceso de demanda en un escenario razonablemente previsible. Una vez el crecimiento de la demanda llegara a ser más claro, la diferencia entre la demanda y la capacidad disponible de las grandes plantas, podría haberse cubierto con la instalación de plantas con períodos de construcción más corto, como térmicas a gas o a carbón no exportable.

Planeamiento multi-objetivo

144. Un desarrollo como el descrito anteriormente no hubiese sido parte de la solución estricta de mínimo costo y, por lo tanto, hubiera estado en contradicción con la política del Banco de esa época. Pero teniendo en cuenta los menores requerimientos de ingeniería y por lo tanto, riesgos financieros y menores dificultades para movilizar recursos de financiación, esta alternativa bien podría haber resultado más deseable que un desarrollo hidroeléctrico exclusivo. Este hecho, junto con las conclusiones del análisis financiero, sugieren que, para el futuro, la incorporación de un análisis multiobjetivo en el proceso de definir las inversiones en generación y transmisión, podría reforzar la capaci-

dad de planeación del sector. La herramienta que se escoja para tal planeación es menos importante que el principio. De hecho, su esencia está en manejar al *mismo nivel* varios aspectos del desarrollo (por ejemplo, económicos, financieros y ambientales) y los riesgos asociados, con el análisis enfocado hacia los intercambios entre los aspectos considerados. El Departamento de Energía y de Industria del Banco está apoyando actualmente investigaciones para mirar la manera efectiva (incluyendo el planeamiento multi-objetivo) de introducir el riesgo y la incertidumbre dentro de la planeación del sistema eléctrico y por tanto liberando la dependencia de la planeación de mínimo costo derivada de los modelos determinísticos de planeación.

Tiempo de ejecución

145. En el estudio de 1972, el DEO encontró que la mayoría de los proyectos del sector eléctrico, especialmente de las centrales hidroeléctricas, sufrió retrasos de hasta 3 años. Tales demoras fueron también características en los 70 y 80. Como se puede esperar, las demoras en la construcción de proyectos de transmisión y generación térmica fueron menores (tiene períodos de construcción más cortos)

y fueron más largas para los proyectos hidroeléctricos.

146. Los 15 proyectos hidroeléctricos revisados para este estudio, en general fueron más complejos, con tiempos planeados más largos que en proyectos anteriores. En promedio, la demora entre la decisión y su puesta en operación fue de casi dos años (uno antes del comienzo de la construcción y otro durante la construcción). Las demoras de pre-construcción fueron causadas principalmente por los cambios de diseño que fueron necesarios después de la decisión de ejecución: temas institucionales (¿quién construye?, ¿quién posee?, ¿quién participa?) y un prolongado proceso de contratación y compras. Las demoras de construcción, a su vez, se relacionaron con dificultades geológicas, especialmente en túneles; aspectos de reasentamientos; falta de recursos en moneda local; y una dilatación deliberada en el ritmo de ejecución después de la aguda reducción en el crecimiento de la demanda de los años 1982-83.

Costos de los proyectos

147. En su informe de 1972, el DEO encontró que había sobrecostos sustanciales en los proyectos pero que tendían a reducirse. Esta declinación continuó en los años 70 y 80.

148. Para los proyectos del Banco que se completaron entre 1971 y 1987, incluyendo Guavio que será terminado en 1993, en cinco de nueve casos el costo real (en precios constantes del año de la estimación) estuvo dentro de un rango del 15% del costo base calculado más las contingencias físicas. En dos casos (Guadalupe IV y Playas) el costo base real fue más bajo debido a cambios importantes después de la evaluación del proyecto. En los otros dos casos (Mesitas y Guavio), el costo real base fue 50 y 90% respectivamente más alto que el calculado debido a las dificultades encontradas (entre otras, aquellas relacionadas con la geología de los terrenos).

149. El Banco también ha progresado en los cálculos de las contingencias de precios. La mayoría de las grandes diferencias entre los costos calculados y reales en términos corrientes se relacionan con el efecto acumulativo de las demoras y la inflación. Esto sugiere que, a menos que la programación mejore, sobrecostos sustanciales continuarán presentándose.

Equilibrio del programa de inversiones

150. El informe del DEO en 1972 mostró que la inversión en subtransmisión y distribución en los 50 y 60 no era adecuada. En el período de análisis

del presente informe, el Banco enfatizó de manera reiterada que este desbalance en el programa de inversiones persistía y de 1980 en adelante, se trató al tema directamente con EEB y CORELCA, en operaciones específicas de distribución y electrificación rural. La crisis financiera en la cual se encontraba el sector a fines de los 80, sin embargo, lo obligó a concentrarse en la terminación de los proyectos ya en ejecución, principalmente en generación, dejando pocos recursos para inversión en distribución.

151. Por ende, el desbalance en la inversión no ha disminuído. En efecto, los pocos datos confiables de que se dispone indican que, en general, la inversión en subtransmisión y distribución permaneció sustancialmente por debajo del 25% de la inversión total. Este desbalance no contribuyó a la reducción de pérdidas, en especial las técnicas. A pesar de todo, el nuevo rol de ISA como coordinador general en el sector puede ayudar al sector a avanzar hacia la estandarización y optimización de las inversiones en distribución.

Recomendaciones

152. El sector necesita con urgencia un programa total de inversión que sea más equilibrado y que tenga una porción apropiada para subtransmisión y

distribución. Será necesario corregir las deficiencias de planeación y toma de decisiones en generación y transmisión a través de:

- Medidas institucionales.
- Considerar un rango más amplio de alternativas cuando se evalúen posibles planes de desarrollo.
- Requerir una preparación más uniforme de los proyectos en la etapa de selección.
- Hacer una programación más realista en cuanto a tiempos y costos, teniendo en cuenta que algunos de los riesgos implícitos durante su ejecución probablemente se materializarán, y
- Hacer análisis de sensibilidad y riesgo que tome en cuenta los mayores riesgos implícitos involucrados y refleje el amplio rango de posibles resultados.

153. El sector debe también enfatizar en la calidad de los cronogramas ya que éstos parecen ser la forma más alentadora de mejorar el presupuesto de los proyectos; los estimativos de tiempo, particularmente, deben tener en cuenta que uno u otro de los riesgos potenciales probablemente se van a materializar.

154. En tiempos de alta incertidumbre, los programas que ofrecen flexibilidad serían preferibles aunque, con base en un análisis directo de mínimo costo, no representen el óptimo económico. Específicamente, para el sector sería valioso considerar un programa de plantas grandes que atendiera la demanda base proyectada y un programa complementario de plantas más pequeñas con períodos de construcción más cortos que cubran las diferencias de demanda más probables por encima de la base.

155. La adopción sistemática de una planeación multi-objetivo comprensiva podría beneficiar al sector sustancialmente. Los hallazgos sugieren además, que en relación con la planeación del sector eléctrico, el sector y el gobierno deben usar herramientas que permitan a los analistas capturar, de una mejor manera que en el pasado, los vínculos críticos con la macroeconomía, de una parte, y de otra, el impacto macroeconómico que puedan tener secuencias alternativas de inversión y estrategias asociadas de financiación y tarifas.

156. El DEO también sugiere que el Banco apoye a ISA asumiendo plenamente su nuevo rol de coordinador de la distribución. Esto ayudaría al sector establecer un equilibrio racional entre

la inversión, por una parte, en generación y transmisión, y por otra, en distribución, lo cual también contribuiría a reducir las pérdidas.

CONCLUSIONES

157. El informe del DEO concluye que a corto plazo, el Banco debe continuar apoyando al sector eléctrico colombiano sólo si el gobierno y el sector muestran voluntad para abordar decididamente las problemáticas de largo plazo. Algunos desarrollos posteriores a la conclusión del estudio sugieren que esta disposición se ha incrementado.

Aspectos de política para Colombia

158. Colombia no tiene definidas metas básicas para el sector eléctrico, específicamente carece de una serie de objetivos gubernamentales que sean concordantes con objetivos similares para el sector energético, los cuales deben caber apropiadamente dentro de las políticas macroeconómicas. Se requiere disponer de un cuerpo regulatorio fuerte para convertir las políticas sectoriales gubernamentales en medidas concretas, coordinar la implantación de tales medidas, supervisar el progreso alcanzado, evaluar éxitos y definir las posibles acciones remediales requeridas. Esto, independientemente

de si los objetivos sectoriales más amplios que se decidan implican centralización (bastante improbable en Colombia) o una serie de empresas centrales y regionales con alto nivel de autonomía, o aun varios grados de privatización.

159. Tanto una serie de objetivos claros como un marco regulatorio fuerte, hacen falta en la actualidad. Estos aspectos, los cuales el DEO considera que son la raíz de muchos otros, necesitan urgentemente un tratamiento. En el largo plazo, aun el éxito financiero tendrá que estar en segundo lugar en relación con la definición de objetivos gubernamentales claros y de una regulación fuerte. Los años siguientes al período de revisión, 1988 - 89, han presenciado algunos pasos alentadores hacia el fortalecimiento de tal regulación, a través de la Comisión Nacional de Energía aprobada por el Congreso en la legislatura de 1989.

160. En países como Colombia, con fuerte sensibilidad regional, el establecimiento de una empresa central que sea propietaria de la generación y transmisión, como ISA, probablemente no será completamente efectivo o comercialmente viable, si no cuenta con apoyo de las empresas regionales y si éstas, a su vez, no son propietarias.

161. Además de ayudar al gobierno y al sector a detectar los problemas a corto plazo, el Banco, muy probablemente junto con el BID, podría jugar un papel central en el establecimiento de una nueva base para las operaciones y desarrollo del sector. El gobierno central, las autoridades regionales y locales afectadas, las empresas, el BID y el Banco necesitan ponerse de acuerdo en los siguientes puntos:

- Una visión de largo plazo del desarrollo sectorial deseable.
- Objetivos sectoriales específicos.
- Un cronograma para abordar los temas, y
- El foro para discutir los problemas, llegar a conclusiones y traer las propuestas al escenario donde puedan tomarse decisiones finales y donde pueda comenzarse su implantación.

Aspectos de política para el Banco

162. Varias son las preguntas que surgen de este análisis para el Banco, que van más allá del sector eléctrico colombiano.

163. Primero, en la primera mitad de los 80 en Colombia, las medidas patrocinadas por el Banco para mejorar el desempeño del sector eléctrico —en

particular, en el campo financiero— entraron en conflicto con las políticas macroeconómicas que también fueron establecidas con contribuciones analíticas del mismo Banco. En últimas, las políticas más generales prevalecieron y el desempeño del sector eléctrico no alcanzó los objetivos fijados. Cómo asegurar consistencia en el enfoque del Banco a la economía como un todo y a los sectores individuales, es un tema que rebasa los alcances de este estudio.

164. Segundo, la tasa de descuento (que sirve como medida del costo de oportunidad del capital) tradicionalmente usada para determinar los planes de desarrollo de mínimo costo puede afectar fuertemente los tipos de plantas y la selección de secuencia en la cual se ejecutan los proyectos propuestos. En el financiamiento del Banco al sector eléctrico colombiano, la tasa de descuento usada en la estimación de retorno en los proyectos ha aumentado sólo levemente a través de los últimos 15 años, aunque a comienzos de los 80, el capital, especialmente en los países en desarrollo, fue bastante escaso. Se necesita una clarificación y justificación de la posición del Banco con relación a este problema, que surge también en otros sectores y otros países.

165. El optimismo persistente —que no es muy justificable a la luz de la

experiencia, pero que se reflejó en muchos aspectos de la presentación del Banco de los programas y proyectos a su Directorio— identificado durante la realización de este estudio también necesita ser tratado. Este optimismo también está relacionado con la presión para prestar, la cual, ya sea real o percibida, jugó un papel posiblemente perjudicial en varios de los proyectos revisados aquí, especialmente los preparados en los 80.

166. En las operaciones del sector eléctrico colombiano que se revisaron, el Staff Central de Proyectos del Banco (SCP) y más tarde el Staff de Políticas de Operaciones (SPO) —en este caso el Departamento de Energía— no tuvieron éxito en su papel de controladores de calidad. Surge la pregunta de si el Banco reorganizado, en el cual la función de control de calidad se lleva a cabo más directamente con el personal que procesa las operaciones, tiene a la luz de la experiencia colombiana, una mejor oportunidad de éxito.

167. La falta de una visión y estrategia más amplia, por parte del Banco, el gobierno y el sector, limitaron el éxito de las operaciones de crédito revisadas en este estudio. Es posible que esta deficiencia sea también relevante para algunas actividades que se realizan en otros sectores y países. En

Colombia, en parte por la carencia de la visión y de una estrategia compartida, el Banco utilizó sus recursos limitados para perseguir demasiados objetivos al mismo tiempo, así éstos hubieran podido ser válidos.

168. El margen significativo entre las tarifas y los costos de la electricidad (US\$2.5ctvs/Kwh para usuarios residenciales, que representan casi la mitad de las ventas) fue un factor principal en el pobre desempeño del sector eléctrico colombiano, como lo es en muchos países. Esto nuevamente resalta la necesidad de esforzarse por la obtención de un precio económico de la electricidad y por la minimización de los subsidios en todas las operaciones eléctricas del Banco.

169. La inversión eléctrica en varios países ha llegado a representar una parte considerable del total de la inversión y deuda externa del sector público. Debe darse una mayor atención a los vínculos entre los niveles de distribución de recursos al sector y el manejo financiero apropiado del mismo, de un lado, y el logro de los objetivos macroeconómicos, del otro.

170. El aumento de la incertidumbre y el riesgo, los cuales están asociados con variables críticas tales como la demanda eléctrica y los precios de los

combustibles, requieren que se preste mayor atención a la flexibilidad y posibilidad de costear los programas de inversión eléctrica.

171. Finalmente, el Banco debe revisar sus pautas con relación a los indicadores financieros que utiliza para supervisar y atar por convenios el desempeño financiero de los prestatarios del sector eléctrico.

NOTAS

- 1) Es posible dar una efectividad operacional a estas metas a través de Contratos de Desempeño, tal y como se hace en algunos países. Estos contratos tienen lugar entre la agencia reguladora y la empresa, y en ellos se acuerdan de antemano tanto las metas a ser alcanzadas como los medios que se emplearán para tal propósito. La agencia hace una evaluación ex post. Se fijan además las sanciones y los incentivos para el mal o buen desempeño.
- 2) Hasta 1987, la transferencia de energía estuvo limitada por el hecho de que la línea operó a 230 kV y no a 500 kV como estaba diseñada. Esto se debió a la falta de capacidad de compensación en CORELCA en caso de fallas en la línea.

Además, los grandes subsidios a los combustibles en el sistema de CORELCA hacen poco atractivo financieramente para esta empresa regional incrementar las compras de energía en bloque.

- 3) Este cálculo se basa en la suposición de que el racionamiento se distribuye entre los consumidores en proporción a sus ventas. En este sentido, representa un tope máximo en el valor ex ante, ya que la política de racionamiento busca minimizar la suspensión del servicio a los usuarios industriales.
- 4) En EPM las pérdidas eléctricas siempre habían sido altas (18 - 20%) pero estables, y así se han mantenido. En EEB aumentaron del 16% en 1976 al 26% en 1987. En ICEL y CORELCA aumentaron a niveles comparables con los de EEB. En efecto, en el sistema de EEB las pérdidas técnicas y no técnicas fueron del 12% y 4% respectivamente en 1976, y del 11% y 13% respectivamente en 1986.
- 5) Durante el primer período, 1971 - 75, el ingreso promedio nacional por unidad descendió en un 8% anual en términos reales, con el mayor deterioro en los mercados de CVC, EMCALI y EEB. En el segundo período, 1975 - 83, ocurrió una mejora sistemática en todos los mercados regionales con un aumento en el ingreso promedio nacional por unidad del 9% anual. En el mercado de la EEB se experimentó el progreso más rápido, cercano al 13% anual. Durante el último período 1983 - 87, se notó una disminución del 4% anual en términos reales.

- 6) Para vencer estas dificultades, en febrero de 1986 la JNT expidió la Resolución 020, la cual dispuso medidas específicas para que la EEB se ajuste a la política tarifaria nacional establecida en el Decreto 2545.
- 7) Esta baja tasa de retorno en el programa de inversión del sector también se evidenció en las inversiones de las compañías eléctricas durante el período 1983 - 87. Por ejemplo, el DEO evalúa el TIR ex ante para el programa de inversiones de la EEB en el período 1983 - 87 en 4.4 % solamente (con las tarifas propuestas en el Informe de Evaluación de la FEN), aun teniendo en cuenta la participación de ISA en el proyecto Guavio. En efecto, si se excluye toda la inversión del proyecto Guavio, la TIR ex ante para tal programa de inversión en EEB se mantiene en un valor moderado del 8.9 %. Esto nuevamente demuestra que la tarifa de 6.9 centavos de dólar/kWh (precios de 1983) que se propuso para la EEB era demasiado baja, o que el drásticamente reducido programa de inversiones, incluso sin Guavio, era demasiado grande para la demanda eléctrica proyectada para la compañía.
- 8) El Departamento de Evaluación de Operaciones del Banco también preparó un flujo de fondos basado en una consolidación de estados financieros auditados de cuatro empresas - EEB, EPM, ISA e ICEL. En 1986 estas cuatro empresas tenían dos terceras partes de los activos de largo plazo del sector. Las empresas no incluidas en este análisis por falta de

recursos fueron CORELCA (lo que excluye a sus siete subsidiarias), Betania, CVC y EMCALI.

- 9) Por ejemplo, en el caso de CORELCA (excluyendo sus 7 subsidiarias), el índice de auto-financiamiento varió entre -25 y -40 % para el período 1980 - 88, aun incluyendo los subsidios gubernamentales al gas natural.
- 10) Los créditos para Chivor I (1970) y Guatapé II (1972) tenían un período de repago de 30 y 25 años respectivamente, con períodos de gracia de 7 y 5 años, que se acercaban bastante a los períodos de construcción requeridos en proyectos hidroeléctricos. El desajuste entre la amortización y los cargos de depreciación (los últimos se basaron en una vida económica de 40 años) fue modesto, por lo cual no se requirió tomar medidas especiales.
- 11) La operación del Proyecto Playas fue una situación extrema. En este caso, la reducción de los períodos de gracia y repago, los atrasos grandes y el hecho de que un cambio en el proyecto redujo costos y condujo a desembolsos, que totalizaron solamente la mitad del crédito, redujo la vida del préstamo a 3.2 años y el balance máximo del crédito a sólo un 31 % del total disponible.
- 12) Este nivel se fijó en 35 % en 1982 - 85 y en 55 % después de este período; sin embargo, la empresa nunca llegó a más de un 10 % en los años 1982 - 86.

- 13) Ya que estos ítems de dinero en efectivo no excedieron del 5 - 7 % de generación bruta de caja, de acuerdo a estimaciones hechas en el informe de evaluación de Mesitas, su inclusión no dio lugar a malos entendimientos. Sin embargo, en el caso de EEB, tales ítems resultaron ser entre un 20 y 30 % de generación bruta de caja. Por lo tanto, su uso se convirtió en una cuestión importante que debió haberse abocado.
- 14) En especial, las presiones de los accionistas a las cuales se hizo referencia anteriormente pueden reducirse como resultado de nuevos acuerdos establecidos entre ISA y sus accionistas para la estandarización de todos los estudios de proyectos hidroeléctricos y térmicos.

