

# **Entre el mercado y el Estado**

**Tres décadas de reformas  
en el sector eléctrico de  
América Latina**

**JAIME MILLÁN**

*Página en blanco a propósito*

# Entre el mercado y el Estado

Tres décadas de reformas  
en el sector eléctrico de  
América Latina

Jaime Millán

Banco Interamericano de Desarrollo  
2006

© 2006 Banco Interamericano de Desarrollo  
1300 New York Avenue, N.W.  
Washington, D.C. 20577

Producido por el Departamento de Desarrollo Sostenible del BID

Para pedir este libro, diríjase a:  
Librería del BID  
1300 New York Avenue, N.W.  
Washington, D.C.  
Tel.: 1-877-PUBS IDB / 202-623-1753  
Fax: 202-623-1709  
Correo electrónico: [idb-books@iadb.org](mailto:idb-books@iadb.org)  
[www.iadb.org/pub](http://www.iadb.org/pub)

**Catalogación (Cataloging-in-publication) proporcionada por el  
Banco Interamericano de Desarrollo  
Biblioteca Felipe Herrera**

Millán, Jaime.

Entre el mercado y el Estado : tres décadas de reformas en el sector  
eléctrico de América Latina / Jaime Millán.

p.cm  
Includes bibliographical references.  
1597820288

1. Electric utilities—Latin America—Marketing. 2. Energy policy—Latin America. 3. Energy consumption—Latin America. I. Inter-American Development Bank. Sustainable Development Dept. II. Title. III. Title.

333.7932 M387--dc22

ISBN: 1-59782-028-8

*Jaime Millán* se jubiló a fines de 2005 del BID en donde trabajaba como Economista Principal de Energía en la División de Infraestructura y Mercados Financieros del Departamento de Desarrollo Sostenible.

Las opiniones expresadas en este volumen son del autor y no necesariamente reflejan la posición oficial del Banco Interamericano de Desarrollo.

## Prólogo

La provisión eficiente y confiable del servicio eléctrico, que supone el desarrollo de los países y la atención de las necesidades básicas de la población, ha sido una constante en la lista de prioridades de todos los gobiernos de América Latina y el Caribe desde que se inició el servicio en las postrimerías del siglo XIX. En consecuencia, también lo ha sido para los organismos multilaterales de desarrollo, en particular el BID, desde el comienzo de sus operaciones. De hecho, desde su creación el BID ha dedicado cerca de US\$20.000 millones de sus préstamos al sector eléctrico, lo que constituye un 14% del total, siendo uno de los sectores que más atención ha recibido.

Si bien la intervención en el sector ha sido continua, el apoyo ha pasado por las mismas etapas que el sector mismo. La historia del sector y del apoyo del Banco durante los últimos 46 años puede caracterizarse por la búsqueda constante de un modelo de organización que remedie los tropiezos experimentados por el modelo de turno. Así, el auge del Estado empresario a partir de los años cincuenta surgió como una respuesta al fracaso del sector privado de expandir el servicio, y las reformas de los años noventa surgieron como una necesidad ante la incapacidad del Estado de financiar la expansión y de la falta de incentivos de las empresas estatales para prestar servicios de calidad en forma eficiente. Ante las dificultades del reciente modelo reformista no pocos están dispuestos a dar marcha atrás en un característico movimiento pendular de ignorar las enseñanzas adquiridas y volver a repetir los errores del pasado, pensando que ahora las condiciones son diferentes. Hacer esto empujado por consideraciones de tipo ideológico sin reflexionar sobre las razones que hicieron fracasar este modelo en primer lugar podría ser un error muy grave, continuar con el modelo reformista sin reflexionar sobre las razones de sus tropiezos sería igualmente costoso.

En este libro, Jaime Millán nos explica por qué la confrontación del Estado y del mercado en el sector eléctrico es un dilema falso. No obstante la aparente simpleza del mensaje, el autor se abstiene de establecer una fórmula sencilla que defina la dosis en que deben mezclarse los ingredientes dada la diversidad en los acerbos de recursos, del desarrollo de las instituciones en cada país y de las circunstancias políticas del momento.

La información y reflexiones que se presentan son el producto de muchos años de experiencia con el sector de alguien que contó con la fortuna de observar el desarrollo y el desempeño de modelos alternativos desde el palco privilegiado del BID, y que ha aprendido en la lucha diaria la vacuidad de los lugares comunes. Antes que nada, este libro constituye una invitación al abandono de ideas preconcebidas y a expectativas optimistas que no se corresponden con las posibilidades concretas de los países para reemplazarlas por el análisis realista y desapasionado de las condiciones particulares vigentes, pero teniendo siempre en mente un conjunto de principios fundamentales. Es claro que no hay soluciones de aplicación universal pero también que hay soluciones particulares. No parece existir un atajo para encontrar la solución necesaria, se requiere el trabajo duro y el análisis crítico de las experiencias. Ni la sobresimplificación de los modelos académicos ni las recetas ideológicas son la solución. La solución pasa por la aplicación de principios fundamentales a la realidad económica, política y social actual, incorporando continuamente el aprendizaje, en un entorno cambiante, aplicando las nuevas tecnologías de información para el mejoramiento de la eficiencia y de la efectividad. El péndulo no debe estar en ninguno de los extremos.

Con la publicación de las reflexiones y las amplias experiencias del autor, sobre un período que ha visto grandes variaciones en los modelos de desarrollo y contrastes entre las soluciones adoptadas por diferentes países, el Banco Interamericano de Desarrollo pretende contribuir a la búsqueda de soluciones que permitan un desarrollo estable del sector eléctrico, pilar fundamental de la competitividad nacional.

*Antonio Vives*

Gerente, a.i.

Departamento de Desarrollo Sostenible

## Agradecimientos

Antonio Vives, Gerente Encargado del Departamento de Desarrollo Sostenible, fue durante mis últimos once años en el Banco el principio organizador que permitió encauzar mis energías y el cedazo que filtraba los inevitables gazapos en mi producción. Antonio sugirió la idea de escribir este libro y me permitió ajustar mi carga de trabajo durante mi último año en el BID para concentrarme en su escritura. La mayoría de las ideas discutidas en este libro han sido producto de la reflexión y el diálogo con colegas del Banco, técnicos del sector en los países de la región y consultores académicos con los que he tenido la oportunidad de compartir. Dentro del Banco, Juan Benavides, Gonzalo Arroyo, Eduardo Lora y Carlos Trujillo fueron contertulios y compañeros en la gesta pero tengo deuda de gratitud con todos los colegas, incluyendo a aquellos con quienes discordaba. Los consultores Frank Wolak, Ashley Brown, Nils von der Fehr, José Manuel Mejía, Alberto Brugman, Mario Pereira y Manuel Dussan enriquecieron mi entendimiento del sector. Manuel Dussan leyó el manuscrito en su totalidad y Eduardo Lora algunos capítulos; ambos hicieron invaluable comentarios que contribuyeron a mejorar su coherencia y a corregir errores. Roger Biosca editó el manuscrito y lo hizo presentable. A todos ellos mis agradecimientos con la advertencia de que soy el único responsable de los errores y omisiones en el contenido. Finalmente, mi esposa Luz María pacientemente soportó las externalidades negativas que produce un trabajo de esta naturaleza.

*Página en blanco a propósito*

# Índice

## Introducción

### PRIMERA PARTE:

#### El paradigma del Estado empresario

##### Capítulo 1: El paradigma estatal

Los elementos del modelo

El principio del fin: los supuestos se derrumban

Brasil

Colombia

El Salvador

Referencias

### SEGUNDA PARTE:

#### La reforma

##### Capítulo 2: La reforma: expectativas, logros y desafíos

Los papeles del Estado y el sector privado

La secuencia de las reformas

Mercados competitivos sin menoscabar la seguridad del suministro

La regulación de los segmentos monopolísticos y la atención  
de los pobres

Logros y desafíos

Referencias

##### Capítulo 3: La reforma en Brasil

Las reformas de Cardoso

El manejo de la crisis de abastecimiento de 2001

Las reformas de Lula

Las dificultades para regular

Referencias

Anexo: El modelo de mercado eléctrico brasileño

##### Capítulo 4: La reforma en Colombia

La reforma: gestación e implantación

La inversión privada y el Estado empresario

El desempeño del sistema de regulación

El mercado mayorista

Los subsidios a los consumidores pobres

El compromiso del gobierno con la reforma  
Referencias

## **Capítulo 5: La reforma en El Salvador**

La gestación de la reforma  
El mercado mayorista  
Un ajuste del modelo con dificultades  
Los intereses en juego  
Los papeles del Estado y la regulación  
Ampliación de la cobertura y subsidios  
Referencias

## **TERCERA PARTE**

### **El diablo está en los detalles**

#### **Capítulo 6: Estado o mercado**

Justificación del Estado empresario  
¿Qué explica el éxito de algunas empresas estatales?  
La oposición del público a las privatizaciones  
¿Qué hacer?  
Referencias

#### **Capítulo 7: El desafío de los mercados mayoristas**

El problema del diseño del mercado  
Las señales de precio de largo plazo para incentivar la inversión  
Los cargos por capacidad y los mercados de capacidad  
Propuestas basadas en el manejo del riesgo  
Enseñanzas  
Referencias

#### **Capítulo 8: La economía política del pago del servicio**

El comportamiento oportunista del Estado  
En busca de explicaciones  
La capacidad de pago  
Más allá del subsidio: los pobres también son buenos clientes  
Enseñanzas  
Referencias

### **Comentarios finales**

El modelo estatista  
La reforma  
Los desafíos  
Referencias

## Acrónimos

AAA	Acueducto y Alcantarillado de Barranquilla (Colombia)
ABRACEEL	Associação Brasileira dos Agentes Comercializadores de Energia Elétrica (Brasil)
ACAP	<i>Available capacity</i>
ACL	<i>Ambiente de Contratação Livre</i> (Brasil)
ACOLGEN	Asociación Colombiana de Generadores (Colombia)
ACR	<i>Ambiente de Contratação Regulada</i> (Brasil)
ANDA	Administración Nacional de Acueductos y Alcantarillados (El Salvador)
ANDE	Administración Nacional de Electricidad (Paraguay)
ANEEL	Agencia Nacional de Energía Elétrica (Brasil)
ARENA	Alianza Republicana Nacionalista (El Salvador)
ASIC	Administración del Sistema de Intercambios Comerciales (Colombia)
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
BNDS	Banco Nacional de Desarrollo (Brasil)
BOO	Construcción, operación, propiedad
BOT	Construcción, operación, transferencia
CADAFE	Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico (Venezuela)
CAESS	Compañía de Alumbrado Eléctrico de San Salvador (El Salvador)
CAMMESA	Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (Argentina)
CC	Cargos por capacidad
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (Brasil)
CEE	Costo Equivalente de Energía (Colombia)
CEL	Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (El Salvador)
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais (Brasil)
CERJ	Companhia Energética do Rio de Janeiro (Brasil)
CFE	Comisión Federal de Electricidad (México)
CHB	Central Hidroeléctrica de Betania (Colombia)

CMO	Costo marginal de operación
CNO	Consejo Nacional de Operaciones (Colombia)
CMSE	Comité de Monitoreo del Sector Eléctrico (Brasil)
CNC	Consejo Nacional de Comercialización (Colombia)
CND	Centro Nacional de Despacho (Colombia)
CNE	Comisión Nacional de Energía (Colombia)
CNPE	Consejo Nacional de Política Energética (Brasil)
CPC	Cargos por capacidad (Colombia)
COELBA	Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia (Brasil)
CONPES	Consejo de Política Económica y Social (Colombia)
COPEL	Companhia Paranaense de Energia (Brasil)
CORELCA	Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica (Colombia)
CRC	Cuentas de resultados para compensar (Brasil)
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas (Colombia)
CRT	Capacidad remunerable teórica (Colombia)
CVC	Corporación Regional del Valle del Cauca (Colombia)
CHESF	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (Brasil)
DANE	Departamento Nacional de Estadística (Colombia)
DNAEE	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (Brasil)
DNP	Departamento Nacional de Planeación (Colombia)
DR	Demanda residual
EBSA	Empresa de Energía de Boyacá S.A. (Colombia)
EEEB	Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá (Colombia)
EICE	Empresa Comercial e Industrial del Estado (Colombia)
Eletronorte	Centrais Elétricas do Norte do Brasil (Brasil)
Eletrosul	Empresa Transmissora de Energia Elétrica do Sul do Brasil (Brasil)
ENGESA	Empresa Generadora de Energía (Colombia)
EPE	Empresa de Pesquisa Energética (Brasil)
EPM	Empresas Públicas de Medellín (Colombia)
EPSA	Empresa de Energía del Pacífico (Colombia)
ESP	Empresas de servicios públicos (Colombia)
ETESAL	Empresa Transmisora Salvadoreña (El Salvador)
FAZNI	Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas (Colombia)

FERC	Federal Energy Regulatory Commission (Estados Unidos)
FINET	Fondo de Inversión en Electricidad y Telefonía (El Salvador)
FURNAS	Furnas Centrais Elétricas (Brasil)
GCE	Gestión de la Crisis (Brasil)
GERASUL	Centrais Geradoras do Sul do Brasil S.A. (Brasil)
GTZ	Organismo Alemán de Cooperación Técnica (Alemania)
IBAMA	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e Recursos Naturais Renováveis (Brasil)
ICAP	<i>Installed capacity</i>
ICE	Instituto Costarricense de Electricidad (Costa Rica)
ICEL	Instituto Colombiano de Energía Eléctrica (Colombia)
ECOPETROL	Empresa Colombiana de Petróleos (Colombia)
IFI	Institución financiera internacional
IGPM	Índice general de precios de mercado (Brasil)
IPCA	Índice de precios al consumidor global (Brasil)
IPES	Informe de Progreso Económico y Social del BID
IRP	<i>Integrated Resource Planning</i>
ISA	Compañía Interconexión Eléctrica, S.A. (Colombia)
JNT	Junta Nacional de Tarifas (Colombia)
LaGeo	Geotérmica Salvadoreña (El Salvador)
LGE	Ley General de Electricidad (El Salvador)
LICAP	<i>Locational installed capacity</i>
MAE	Mercado mayorista de energía
MEM	Mercado de energía mayorista (Colombia)
MINEC	Ministerio de Economía (El Salvador)
ML	Mercado libre
MME	Ministerio de Minas y Energía (Brasil)
MME	Ministerio de Minas y Energía (Colombia)
MRE	Mecanismo de relocalización de energía (Brasil)
MRS	Mercado Regulador del Sistema (El Salvador)
OCDE	Organización de Cooperación y Desarrollo Económicos
OLADE	Organización Latinoamericana de Energía

ONS	Operador Nacional del Sistema (Brasil)
OPEP	Organización de Países Exportadores de Petróleo
PCH	Pequeñas hidroeléctricas (Brasil)
PPA	Contrato de compra garantizada de energía ( <i>purchase power agreement</i> )
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Brasil)
PT	Partido de los Trabajadores (Brasil)
REDI	Informe del Banco Mundial sobre desarrollo económico reciente en infraestructura ( <i>Recent Economic Developments in Infrastructure</i> )
RFC	Reserva fría por confiabilidad (El Salvador)
SEGBA	Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires (Argentina)
SIC	Superintendencia de Industria y Comercio (Colombia)
SIEPAC	Sistema de Interconexión Eléctrica para América Central
SIGET	Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (El Salvador)
SIN	Sistema de Interconexión Nacional (Colombia)
SISBEN	Sistema Único de Identificación de Beneficiarios (Colombia)
SSPD	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (Colombia)
UPME	Unidad de Planeación Minero-Energética (Colombia)
USAID	Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional (Estados Unidos)
UT	Unidad de Transacciones (El Salvador)
VAD	Valor agregado de distribución (El Salvador)
VOLL	<i>Value of loss load</i>

# Introducción

La historia del sector eléctrico en América Latina ha sido una búsqueda continua por la fórmula que permita cumplir con los objetivos fundamentales de prestar un servicio confiable eficiente y accesible a toda la población. Las dificultades que han experimentado los gobiernos de todo tipo para hacer realidad este objetivo fundamental me recuerdan el fragmento del poeta portugués Fernando Pessoa, en su *Libro del desasosiego*, que define la vida como la búsqueda de lo imposible a través de lo inútil. Aunque a primera vista esta observación pueda dar la impresión al lector de que el presente estudio conlleva un mensaje pesimista al aceptar la imperfección como algo inevitable que hace irrelevante el tipo de modelo que se escoja, éste no es —ciertamente— el mensaje que interpreto ni el que pretendo transmitir. El reconocimiento de la dificultad que han experimentado modelos de todo tipo para lograr el objetivo no sólo sirve para aconsejar cautela y moderar el entusiasmo sobre las reformas que proponemos —virtudes no despreciables en un mundo cargado de ideología—, sino que nos permite también identificar diseños que, a un costo razonable, reduzcan al mínimo las posibilidades de caer con frecuencia en situaciones que invitan a los gobiernos a olvidar sus compromisos en aras de los intereses de corto plazo.

La literatura sobre la experiencia de la reforma del sector eléctrico tanto en la región como en los países desarrollados es muy abundante y variada, aunque no toda ella está disponible en el idioma español, y el lector podría preguntarse si sería necesario agregar un documento más en un sector que ya parece sobrediagnosticado. No obstante, la persistencia del debate y las muchas aristas que presenta me animan a articular y presentar una visión personal de la problemática del sector en América Latina desde la perspectiva que presenta mi larga vinculación al mismo.

Por lo tanto este no es un libro de texto que describa y analice en forma ordenada y didáctica la experiencia de la reforma sectorial en los países

de la región sino más bien un libro que busca indagar sobre las causas de las dificultades experimentadas tanto por el modelo estatista como por el modelo de mercado durante los últimos 50 años. A diferencia del análisis comparativo de modelos y resultados de la reforma disponible en estudios ya publicados, el libro parte del supuesto que el lector tenga un conocimiento básico del tema y se concentra en hacer un análisis crítico del diseño y aplicación de los modelos adoptados para identificar los defectos y las causas de los fracasos, destacando las condiciones especiales y peculiaridades de cada país.

Después de 35 años trabajando en el sector eléctrico de América Latina como consultor, como funcionario de una empresa estatal, y como académico en Colombia, y más tarde como funcionario del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) en donde he pasado los últimos 23 años, he sido testigo del auge y ocaso del paradigma estatal, del reemplazo del mismo por el paradigma de mercado y de la frustración que produce comprobar las dificultades para colmar las expectativas que se habían puesto en él. A lo largo de este período he pasado por ciclos sucesivos de certezas y de dudas, de esperanzas y de frustraciones que me han llevado a desconfiar de las soluciones simplistas y a tener cierto respeto por la complejidad de la realidad, sin por ello caer en el nihilismo. Como diría Camus, es preciso imaginarse a Sísifo feliz.

Mi carrera se inicia con una fase de certezas. Sólo eran necesarios una palanca y un punto de apoyo para mover la tierra y pareciera que contábamos con ellas. Todo era posible. Las técnicas de planificación y de evaluación de proyectos y un crecimiento sostenido de las economías no nos permitían dudas. Instrumentos analíticos como la programación dinámica estocástica y los modelos de simulación nos permitían analizar los riesgos en los proyectos de generación hidráulica y encontrar la secuencia de costo mínimo, la aplicación de tarifas que reflejaran los costos marginales nos permitía complementar lo anterior para asegurar la eficiencia económica. Esas certezas se fueron erosionando un poco cuando descubrí por primera vez la mano de la política y de cómo era de difícil llevar a cabo los sueños de los planificadores, pero continuaba pensando que la buena voluntad de los técnicos respaldados por políticos bienintencionados y un buen gobierno serían suficientes. No conocía todavía el mundo de los intereses y el poder de los incentivos.

Más tarde, en mi vinculación al BID encontraría un campeón de la racionalidad que podría ayudar a los países a resolver sus problemas adop-

tando el paradigma correcto. Mi llegada al Banco coincidió con la crisis mexicana y el inicio de la llamada década perdida para América Latina que tuvo hondas repercusiones en el sector: grandes proyectos en construcción que ya no tenían demanda y que fueron aplazados, tarifas que no cubrían los costos, el manejo clientelista de las empresas, el paulatino deterioro de su administración y el aumento en las pérdidas eléctricas. Nuestro paradigma sufrió un ajuste, ya hablábamos de la expansión de costo mínimo en situación de incertidumbre y restricciones financieras, de la necesidad de los planes de desempeño para controlar las pérdidas, de una condicionalidad más estricta. Sin embargo, aun con todas estas iniciativas las condiciones continuaban incumplidas, era necesario postergar los plazos y elaborar continuamente programas de rehabilitación financiera que nunca se cumplían. Pero aunque las dudas estaban bien sembradas todavía teníamos excusas: ahí estaban los políticos que dañaban todo y sólo requeríamos un mundo mejor. La prueba estaba en el ejemplo de buen desempeño que podían mostrar unas tres o cuatro empresas en la región.

Por eso me sorprendí cuando a mediados de los años ochenta los chilenos empezaron a hablar de competencia y de participación del sector privado y asistíamos con reticencia a las presentaciones que hacían invitados por el Banco Mundial para proclamar las ventajas de su modelo. Sabíamos que algo andaba mal en lo que teníamos pero nos parecía que la competencia que pregonaban los chilenos no era posible en las condiciones del sector y que no existían los controles para evitar que los empresarios privados abusaran de los consumidores. Fueron días difíciles y dolorosos porque se nos ofrecía una solución que no conocíamos y que no entendíamos muy bien, alimentada por una retórica de mercado que a veces se nos antojaba demasiado pedante, pero al mismo tiempo no podíamos ofrecer una alternativa y nuestras dudas eran cada día más grandes. Era evidente que el modelo que defendíamos estaba agotado y se había constituido en una carga muy pesada para las economías de los países. Poco a poco esa resistencia se fue erosionando ante la falta de argumentos y ante el reconocimiento de que la buena voluntad no bastaba para contrarrestar un sistema de incentivos alineados en la dirección equivocada. Este es el nadir del ciclo en que ya no se cree en el modelo vigente pero falta confianza en la alternativa. Faltaba un empujón que nos animara a cambiar nuestro caballo agotado y famélico por uno nuevo.

Y ese empujón vino con la avalancha de acontecimientos que se sucedieron durante los primeros años de la década de los noventa cuando

la adopción del modelo por otros países, además de Chile, y todo el interés académico que desataron las reformas del sistema inglés y el tema regulatorio nos produjo seguridades de que los problemas eran manejables. Los progresos en la tecnología de la turbina de gas y un buen diseño del mercado permitirían la competencia, un marco regulador transparente y un organismo regulador autónomo junto con un sistema de regulación por incentivos garantizarían la eficiencia, un sistema de subsidios focalizados podría asegurar el acceso a los más pobres. El período que sigue es de auge, aunque siempre están presentes las dificultades para recordarnos lo difícil que es lograr las metas. Empieza una nueva fase de certezas, aunque aprendiendo de las lecciones anteriores siempre fuimos más cautos y listos a hacer las salvedades del caso. Se confiaba que si bien el proceso era difícil era manejable. Luchábamos contra los fanáticos del mercado que creían posible las más avanzadas formas de competencia aun en los países más pequeños. Con dificultades, pero se avanza hasta que la crisis de fin de siglo interrumpe la carrera. Más tarde, las dificultades de California y el colapso en Argentina nos obligan de nuevo a reflexionar. En este momento ya contamos con herramientas como la economía política y la nueva economía institucional para empezar a comprender las dificultades que experimentan las reformas. Empieza una nueva fase de dudas pero en este caso estamos más preparados.

Este libro es un esfuerzo por poner en orden las reflexiones que me han motivado la continua frustración de buscar una solución para el sector y ver como se agotan los modelos encontrando siempre un buen chivo expiatorio, sabemos que existen las crisis, que tenemos dificultades para crear instituciones pero este conocimiento no basta. Se basa en las experiencias y discusiones con colegas en el BID, en las remembranzas de viejos recuerdos, documentos y presentaciones de la época y lecturas en las disciplinas de la economía política de las reformas y la economía institucional a las que recurrí para tratar de buscar una explicación a las paradojas que se presentaban. Se alimenta también de las críticas que recibí a lo largo de mi trabajo y de las duras confrontaciones con la realidad. No presenta una solución como muchos querrían pero sí insinúa algunos criterios que podrían hacer menos penosa la marcha hacia la tierra prometida, si es que ésta existe. A lo largo del trabajo se observa un hilo conductor: la explicación detrás de los fracasos de los distintos modelos de organización del sector subyace en la debilidad de los supuestos implícitos en los mismos sobre el comportamiento de los agentes del mercado, y en la dificultad de los gobiernos de todo tipo para

diseñar políticas coherentes y aplicarlas de manera congruente a lo largo del tiempo, así como para asumir los compromisos y los costos implícitos en el modelo finalmente adoptado.

El libro está organizado en tres partes que analizan las experiencias de los modelos estatista y de mercado en la región y discuten en mayor detalle asuntos seleccionados de importancia para la coyuntura actual. La primera parte consta de un capítulo único que describe las experiencias de la promesa del modelo estatista. La narrativa general es ilustrada con descripciones más detalladas de tres países, Brasil, Colombia y El Salvador, que cubren la gama de mercados existentes en la región. En este capítulo se comentan los logros del modelo, la ilusión del plan de expansión, las dificultades para ajustar las tarifas, los esfuerzos para acomodar las ideas en boga en cada momento y las debilidades detrás de los supuestos del modelo que en últimas llevaron a su agotamiento. Se menciona la existencia de empresas que lograron un desempeño razonable, excepciones que confirman la regla, pero se deja para el capítulo 6 el análisis de las posibles causas que las explican.

La segunda parte, que constituye la más voluminosa del libro, consta de cuatro capítulos. El capítulo 2 discute en forma general los elementos y el desempeño del modelo reformista en tres áreas clave del mismo: el papel del Estado y la inversión privada, el mercado eléctrico competitivo, y los segmentos regulados junto con la atención de las necesidades de los pobres. Los capítulos 3, 4 y 5 describen las experiencias de la reforma en Brasil, Colombia y El Salvador de manera similar, aunque mucho más detallada, a la realizada para el modelo estatista en el capítulo 1. Si bien la selección del modelo de mercado es un tema común a tratarse para los tres países, cada capítulo ofrece una faceta diferente del problema. El capítulo 4 incluye además un detalle de los problemas experimentados en Colombia con la focalización de los subsidios en los más pobres.

La tercera parte incluye tres capítulos que desarrollan en mayor detalle aspectos cruciales para el futuro del modelo de mercado en la región. El capítulo 6 elabora sobre el dilema Estado o Mercado y discute la experiencia de la región a la luz de contribuciones recientes en el campo de la economía política de las reformas y de la economía institucional. Se discuten posibles razones que explican el éxito de algunas empresas estatales en la región y porqué es difícilmente replicable esta experiencia. El capítulo 7 resume la discusión académica corriente sobre la efectividad de los diferentes mecanismos que se han venido proponiendo para asegurar la suficiencia del suministro eléctrico en un mercado competitivo. El capítulo 8 analiza algu-

nos problemas de la economía política de las tarifas eléctricas para explicar el porqué de la permanencia de una cultura de no pago que se traduce en altas pérdidas eléctricas aun en empresas privadas y la dificultad de los gobiernos para resistir la tentación de intervenir en la fijación de las tarifas. El capítulo concluye con una discusión de la atención de las necesidades de los más pobres, elemento de particular importancia para la legitimación de las reformas.

Algunos lectores querrían ver en este trabajo más propuestas de solución y menos críticas. No obstante, abrigo la esperanza de que el lector que persista hasta llegar a las conclusiones de este libro podrá entender mejor por qué es necesario ser crítico para poder insistir en seguir adelante con las reformas. Tal vez, como dice Pessoa, debemos buscar lo imposible porque esta es la naturaleza humana y lo hacemos a través de lo inútil porque esta es nuestra única opción. Pero debemos recordar que nunca encontraremos lo que buscamos y no debemos añorar el pasado.

**PRIMERA PARTE:**

# El paradigma del Estado empresario

... de acuerdo con este modelo [el modelo de gobierno de “la mano auxiliadora”] el libre mercado sin ningún control conduce a precios monopólicos, a externalidades como la contaminación, a desempleo... y a procesos fallidos de desarrollo regional. Para corregir estos males se proponen soluciones como los impuestos correctivos, regulaciones, control de precios, propiedad pública y planificación.

... el economista de “la mano auxiliadora” muy probablemente identifica el problema como uno de gobierno corporativo, es decir, de fallas de mercado, en lugar de uno de gobierno político, es decir, de fallas del gobierno.

Andrei Shleifer y Robert W. Vishny

*The Grabbing Hand. Government Pathologies and Their Cures*  
MIT Press, 1998

*Página en blanco a propósito*

## El paradigma estatal

A mediados del siglo pasado el servicio de electricidad en América Latina y el Caribe era prestado por empresas privadas que servían casi exclusivamente los núcleos más poblados y no tenían incentivos para suministrarlo a las zonas alejadas y de dudosa rentabilidad. Este fracaso llevó a la nacionalización<sup>1</sup> del servicio en casi todos los países y a emprender por parte de las empresas estatales, a partir de la década de los años cincuenta, ambiciosos planes de expansión del servicio con miras a atender las necesidades del crecimiento de sus economías y ampliar la cobertura a todos los segmentos de la población. En un principio, tales planes estuvieron limitados por las disponibilidades financieras, pero con el apoyo de la banca multilateral lograron significativos avances que contribuyeron a legitimar el modelo.

La adopción del papel empresarial por parte del Estado se consideraba necesaria ante las fallas evidentes del mercado para proporcionar los recursos que permitieran la deseada expansión del servicio y las externalidades implícitas en la tecnología de suministro del servicio eléctrico, así como ante la existencia de economías de escala que hacían inaplicable el paradigma del mercado, la mano invisible. El nuevo paradigma, apropiadamente bautizado por Schlifer y Vishni (1998) como “la mano auxiliadora” (*helping hand*) para distinguirlo del de “la mano invisible”, se tornó en el paradigma dominante en la región a partir de los años setenta. Sus defensores parecían considerar que su aplicación requería tan sólo que una burocracia debidamente entrenada hiciera uso de los instrumentos adecuados: la planificación detallada de la expansión del sector de generación tratando de obtener una secuencia de construcción de mínimo costo y aprovechando las economías de escala mediante la interconexión

<sup>1</sup> Para un análisis detallado de este período, véase Gómez Ibáñez, 2003.

de los sistemas eléctricos; la valoración de los costos y beneficios a los precios sombra que reflejaban los verdaderos costos de oportunidad desde el punto de vista de la sociedad; y la fijación de las tarifas sobre la base de los costos marginales de la prestación del servicio. Este paradigma partía del supuesto de que las burocracias estatales tendrían los incentivos suficientes para encontrar las soluciones que le convenían a la sociedad, podrían acceder a toda la información necesaria y podrían manejar adecuadamente la incertidumbre. También suponía que existirían los mecanismos para evitar que los gobiernos utilizaran las empresas para lograr otros objetivos con miras electorales, tales como el empleo o el control de la inflación, o que los políticos se abstendrían de aprovechar las oportunidades de enriquecimiento que ofrecía la adjudicación de jugosos contratos. En suma, el problema era fundamentalmente de tipo técnico y era posible abordarlo por funcionarios honestos y patriotas en las empresas estatales con el apoyo de los organismos multilaterales<sup>2</sup>, tanto para la transferencia de los instrumentos del paradigma como para completar los incentivos a través de la condicionalidad establecida en sus operaciones de préstamo, alcanzando así un desarrollo eficiente del sector al mismo tiempo que se aseguraba la sostenibilidad financiera.

En forma complementaria, el impacto de la primera crisis del petróleo, en 1973, y los acontecimientos subsecuentes, que auguraban precios alarmistas de hasta US\$100 (medidos en dólares estadounidenses constantes de la fecha en que se hizo el pronóstico) por barril para el fin de siglo, hicieron que se enfatizara la necesidad de sustituir la generación térmica por la generación hidroeléctrica y por las llamadas energías no convencionales, como la generación geotérmica, que eran mucho más intensivas en inversión. A partir de la década de los sesenta, impulsada por el crecimiento de las economías y la expansión de la cobertura de los servicios, en la mayor parte de los países la capacidad instalada de generación creció a tasas muy elevadas, del orden del 12% anual, lo que llevaba a duplicarla cada seis años. Este crecimiento fue apoyado por las instituciones financieras internacionales, el Banco Interamericano de Desarrollo y el Banco Mundial, en la mayoría de los países mediante

---

<sup>2</sup> Este paradigma está explícito en las políticas de los organismos multilaterales, las políticas de tarifas de servicios públicos y las antiguas políticas de energía y electricidad del BID, así como en las guías para la preparación de proyectos que se dieron a conocer en aquel tiempo.

el financiamiento de generación hidroeléctrica y líneas de transmisión que permitieron interconectar los mercados y lograr grandes ganancias de eficiencias. Era una época en que los préstamos de la banca multilateral en el sector de la energía constituían un volumen muy apreciable de sus actividades totales.

## Los elementos del modelo

Inicialmente, la gran mayoría de las empresas eran monopolios verticalmente integrados que servían centros urbanos aislados, pero hacia finales de los años sesenta ya se había configurado el modelo que trataba de integrar el mercado nacional mediante la interconexión y la concentración en una o dos grandes empresas que eran propiedad del gobierno nacional. En países como Brasil y Colombia existían poderosas empresas regionales o municipales que atendían la mayoría de la carga pero también una empresa nacional que actuaba como *holding*, como en el caso de la Empresa Brasileira de Electricidade (Eletrobrás) en Brasil, o estaba conformada por las demás empresas para efectuar la interconexión y adelantar futuros proyectos de generación, como es el ejemplo de la Compañía Interconexión Eléctrica, S.A. (ISA) en Colombia. El advenimiento de la interconexión permitió establecer empresas especializadas en generación que vendían a las empresas individuales en aquellos países en que, como Argentina, Brasil y Colombia, no se concentró la propiedad en una sola empresa estatal. Sin embargo, el proceso de interconexión no fue inmediato; en algunos países, como Brasil y Perú, la interconexión de los sistemas sólo se logró recientemente, y todavía hoy en Chile no se ha logrado del todo, por razones particulares.

Es interesante destacar que en Brasil y Colombia la existencia de varias empresas permitió el intercambio de energía y los rudimentos de un mercado que los obligó a desarrollar sofisticadas herramientas para la comercialización de la energía al por mayor que constituían un consorcio cerrado (*pool*) al estilo del que operaba en el nordeste de los Estados Unidos de América.

La planificación de la expansión de la generación de costo mínimo que aprovechara el amplio potencial hidroeléctrico hizo necesario inventariar el potencial existente en los países y desarrollar modelos matemáticos que permitieran seleccionar la secuencia de construcción de centrales de

generación de costo mínimo<sup>3</sup>. En los países más pequeños estas tareas generalmente se contrataban con firmas consultoras financiadas por la banca multilateral, pero en otros, incluidos algunos pequeños, los gobiernos trataron de desarrollar la capacidad local con el apoyo de organismos bilaterales. Así, Électricité de France contribuyó al desarrollo de los sistemas de planificación de Chile y México, incluido el desarrollo de modelos matemáticos adaptados a las necesidades de los sistemas particulares. El Organismo Alemán de Cooperación Técnica (GTZ) apoyó el desarrollo de los modelos de planeamiento en Ecuador y Guatemala, así como la realización de los inventarios preliminares en esos países y en Colombia. En Brasil, estas tareas se llevaron a cabo con el apoyo canadiense. Los primeros modelos utilizados para el análisis de la interconexión en Colombia fueron desarrollados por técnicos locales con el apoyo de una misión de la Universidad de Harvard. Como resultado de los estudios mencionados se logró identificar un potencial hidroeléctrico considerable que en muchos países permitiría, en teoría, abastecer el crecimiento de la demanda durante muchos años exclusivamente con este recurso. Recuérdese que en aquellos tiempos no se habían desarrollado todavía las nuevas tecnologías de turbinas de gas que más adelante revolucionarían el mercado. Como los modelos que traían las firmas consultoras y los organismos bilaterales eran apropiados a un sistema térmico predominante en sus países, los grupos locales de Brasil y Colombia, países con un gran potencial hidroeléctrico, se vieron obligados a desarrollar sofisticados modelos que permitían representar la naturaleza estocástica de la hidrología y que luego llegarían a perfeccionarse (Millán, 1987).

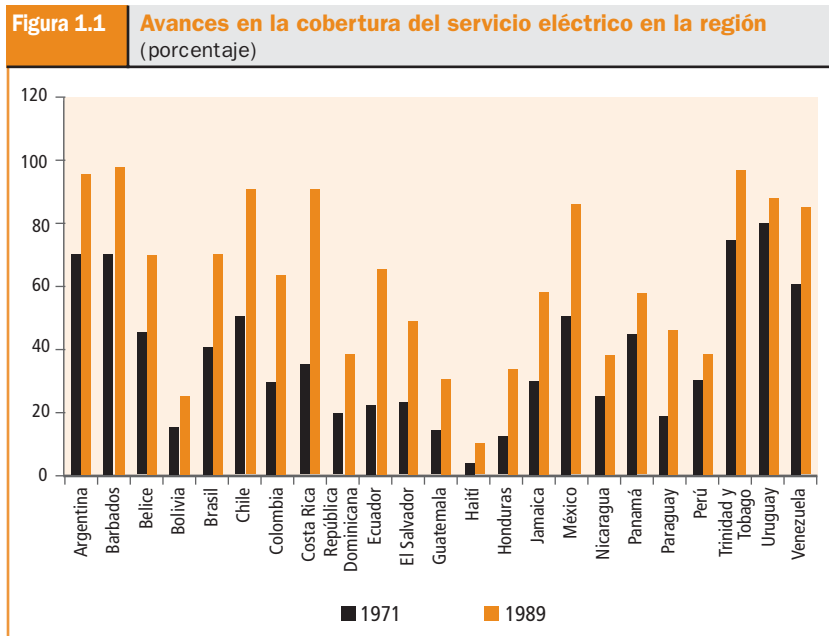
Igualmente durante esta época, la ingeniería de consulta en países como Argentina, Brasil y Colombia tuvo un gran desarrollo ante la demanda de estudios de factibilidad y diseño de los proyectos hidroeléctricos. Sin embargo, con la excepción de Brasil, donde se consolidaron grandes firmas constructoras locales, en la mayoría de los países la actividad se limitó a la consultoría.

La actividad de distribución, menos atractiva y con menores necesidades de capital, no captó la atención que generaban los grandes proyectos hidroeléctricos. Si bien se lograron avances importantes en la cobertura

<sup>3</sup> Definida como la secuencia de construcción de proyectos en un horizonte de tiempo que minimiza los costos de inversión más operación del conjunto de plantas del sistema.

del servicio y la población con electricidad en la región aumentó del 42% en 1971 a cerca del 70% en 1989, el ritmo de progreso fue muy diferente en cada país, como se indica en la figura 1.1; es importante destacar que la extensión a las zonas más apartadas continuó siendo una prioridad menor. Los inmensos flujos migratorios a los centros poblados que se experimentaron en América Latina y el Caribe durante esos años obligaron a aumentar la cobertura del servicio en dichas poblaciones, mientras que la expansión a la zona rural se hizo, con unas pocas excepciones, en forma no coordinada y motivada por razones de tipo electoral. México y Costa Rica lograron aumentos significativos en la cobertura del sector rural. El primer país lo hizo a través de inversiones del monopolio estatal, la Comisión Federal de Electricidad (CFE), utilizando los ingresos petroleros, y el segundo mediante un novedoso sistema de cooperativas rurales. Hacia mediados de los años setenta, muchos países emprendieron el diseño e implantación de planes de electrificación rural con el apoyo de la banca multilateral.

En algunos países, grupos de técnicos competentes consiguieron sacar adelante muchos de los proyectos que se proponían y durante un buen



Fuente: Banco Mundial y OLADE, 1991.

tiempo reinó una atmósfera optimista y se llegó a creer que la tecnocracia podría alcanzar los resultados deseados. Los logros iniciales del monopolio estatal verticalmente integrado en Costa Rica, el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), y de la empresa estatal de El Salvador, la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL), para desarrollar su potencial hidroeléctrico, así como los alcanzados por empresas regionales o municipales como Empresas Públicas de Medellín (EPM) en Colombia, Companhia Paranaense de Energia (COPEL) y Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG) en Brasil, o nacionales como ISA en Colombia, son puestos a menudo como ejemplo de que el modelo estatal es una solución viable. Sin embargo, como se indicará más adelante, esta actividad febril despertaría los apetitos de intereses locales, que lucharían para apropiarse de las rentas que traía aparejada la construcción de grandes obras y constituirían la primera gran confrontación a los supuestos del modelo (Millán y otros, 1987). Por otra parte, la actividad de distribución ofrecía oportunidades únicas para el ejercicio del clientelismo político con las oportunidades para la oferta de empleo y para ampliar el servicio en un ambiente que carecía de incentivos para la eficiencia, lo que llevaría más tarde a constituir una de las principales debilidades del modelo.

Los años setenta también fueron testigo de los primeros intentos de integración regional mediante el desarrollo de proyectos de generación binacionales situados en ríos limítrofes, como Salto Grande entre Argentina y Uruguay y Yaciretá entre Argentina y Paraguay, que recibieron el apoyo de la banca multilateral, e Itaipú entre Brasil y Paraguay, desarrollado por el primero sin la ayuda de estas instituciones. Por una variedad de razones, el éxito relativo alcanzado en el proyecto de Salto Grande no se repitió en los otros dos, en particular en el proyecto de Yaciretá, todavía inconcluso, con tremendos sobrecostos y atrasos, además de verse señalado repetidamente como un foco de corrupción.

Al principio las tarifas eléctricas eran fijadas directamente por el gobierno, nacional o municipal, según el caso, y estaban sujetas a los vaivenes de las necesidades políticas. No existía regulación como tal, y muchas empresas eran casi emporios independientes, como Electricidad del Caroní (EDELCA), en Venezuela, que fijaban sus propias tarifas concientes de que podrían recurrir a los recursos del Estado cuando fuera necesario. El concepto de organización comercial basada en tarifas que recuperaran la inversión y criterios de eficiencia sólo surgió como consecuencia de las condiciones establecidas por los prestamistas internacionales, en particular el BID y el

Banco Mundial, quienes se constituyeron en reguladores de hecho, aunque sin mucho éxito como se indica más adelante. Además de imponer condiciones sobre el nivel de tarifas del proyecto, estas instituciones también se preocupaban por la eficiencia en la prestación del servicio, la disminución de pérdidas, tanto técnicas como debidas a una facturación deficiente y al hurto, el control del interés de los gobiernos por utilizar las empresas como un vehículo de generación de empleo y, más tarde, el logro de la eficiencia con la adopción de tarifas que reflejaran los costos marginales de prestar el servicio (Millán, 1988). Sin embargo, si bien se reconocía la importancia de las señales adecuadas de precios como elemento importante en el logro del objetivo de eficiencia, las instituciones financieras internacionales se limitaban a promover el estudio teórico, y su adopción por parte de los países era puramente voluntaria, como en el caso de Chile, que lo hizo en 1982.

No obstante, la preocupación de la banca multilateral en estos años iniciales se concentraba en asegurar la viabilidad financiera de la empresa específica que ejecutaba el proyecto y preveía como datos el resto de las variables que afectaban su desempeño, en particular el entorno político. No se cuestionaba la factibilidad de financiamientos no directamente vinculados con el proyecto, el monto o la oportunidad de las transferencias del fisco. Sólo más tarde se empezarían a exigir condiciones relacionadas con el desempeño del sector en su totalidad.

A pesar de que un observador aguzado podría percibir grietas en el paradigma que podrían ser motivo de preocupación, la opinión generalizada era que todo era posible de resolver con un poco de buena voluntad y con el apoyo de la banca multilateral. El ambiente era de euforia y la actividad febril desarrollada por la construcción de los proyectos y la aplicación de los instrumentos de planificación mantenía ocupados a los técnicos e impedía que éstos se percataran de que los supuestos bajo los que se sostenía el modelo eran muy débiles.

## El principio del fin: los supuestos se derrumban

Hacia fines de los años setenta una serie de acontecimientos en varios países empezaron a poner de manifiesto la fragilidad de los supuestos básicos del paradigma y la posibilidad de conseguir una mayor eficacia con los instrumentos de planificación de mínimo costo y mantener los incentivos para la eficiencia dentro de las empresas, por no hablar de la posibilidad de recu-

perar los costos de servicio y mantener el compromiso del gobierno de no utilizar las empresas para fines diferentes a la prestación del servicio.

La posibilidad de conseguir una secuencia de expansión de la generación de costo mínimo aprovechando el gran potencial hidroeléctrico de la región fue el primer supuesto en resquebrajarse por razones de tipo técnico, por la escasa capacidad de gestión y por la incapacidad de controlar los numerosos intereses que pretendían aprovecharse de las oportunidades que se presentaban con la adjudicación de contratos de construcción y suministro millonarios. En particular, es importante recordar las dificultades enfrentadas por países pequeños que emprendieron la construcción de proyectos hidroeléctricos, tal vez demasiado grandes para el tamaño del mercado, como es el caso de El Cajón en Honduras, Chixoy en Guatemala y La Fortuna en Panamá. Tales dificultades no se limitaron a este grupo de países, pues también fueron comunes en otros países, —como los proyectos Guavio en Colombia, Mantaro en Perú, diversos proyectos en Brasil, y el mayor de todos, el ya mencionado proyecto binacional Yaciretá— y llevaron a sobrecostos cuantiosos que pesaron sobre las ya debilitadas finanzas de las empresas. Es notorio el caso del proyecto de El Cajón en Honduras por la tremenda carga que representó para la economía el endeudamiento contraído para desarrollarlo.

La pertinencia misma del concepto de expansión de mínimo costo se pone en duda cuando sólo uno o dos proyectos contaban con los estudios suficientes para ser candidatos a la expansión, pero más importante aún, por la incapacidad de controlar la manipulación del proceso por parte de las empresas estatales azuzadas por políticos locales. En Brasil y Colombia, las empresas se disputaban el privilegio de la construcción del proyecto en sus regiones, con los supuestos beneficios de carácter regional que una operación de esta magnitud involucraba, pero tal vez eran más importantes para ellas las claras oportunidades de obtener rentas por parte de quienes lo proponían<sup>4</sup>. Así, los esfuerzos de la banca multilateral en pro del desarrollo integrado del sistema interconectado se toparon con los intereses locales, los cuales veían grandes oportunidades para lucrarse con contratos y otras prebendas cuan-

<sup>4</sup> Estos beneficios, además de ser efímeros, dado que la mano de obra no calificada constituía un porcentaje ínfimo del costo total, estaban concentrados en la posibilidad que se brindaba a los políticos regionales de acceder a las rentas que proporcionaban los contratos por servicios.

do los proyectos de generación se realizaban en sus propios dominios. A la dificultad de poder controlar las instancias de corrupción en la adjudicación de los contratos se añadían situaciones en que un grupo de compañías constructoras locales mantenía un cartel para elevar los costos de construcción, de un modo similar a como se detalla más adelante en el caso de Brasil. Esta concentración en la construcción de los proyectos de generación dejaba muy poca capacidad a las empresas para desempeñar un manejo eficiente de la distribución y la gestión del servicio. Y por si esto no fuera poco, el paradigma se volvió cada vez más difícil de manejar si se entraban a considerar las restricciones de tipo financiero y la gran incertidumbre, que fueron características en la región como resultado de la crisis en que se sumió a principios del decenio de los ochenta. Hasta entonces el panorama de crecimiento sostenido de la demanda hacía pensar a los planificadores que el tratamiento de la incertidumbre era una inquietud académica. Además, los cuantiosos recursos financieros necesarios tampoco les quitaban el sueño, pues los bancos internacionales disponían de amplios recursos y no preveían una interrupción de las elevadas tasas de crecimiento de las economías, lo que les aseguraba que existirían los recursos suficientes para reintegrar las deudas.

La crisis de la deuda que se desató a partir del desastre mexicano de 1982 es un punto crítico en el desplome del paradigma de “la mano auxiliadora” por su gran impacto en las finanzas del sector como resultado del cierre de muchas líneas de financiamiento, la incapacidad de mantener las tarifas necesarias en un clima de inflación y las grandes presiones de políticos regionales para utilizar las empresas como bolsas de empleo de gran utilidad en épocas electorales. La crisis afectó a las empresas del sector en una forma dramática. El fin del financiamiento fácil en eurodólares y el principio del ajuste en las economías de los países representaron una mayor competencia por los fondos de los presupuestos nacionales, a la vez que los ajustes cambiarios encarecían significativamente el servicio de la deuda de las empresas mientras que los ingresos se reducían sustancialmente ante la negativa de la mayoría de los gobiernos de ajustar las tarifas a los niveles correspondientes. Por otra parte, la recesión económica condujo a una desaceleración en el crecimiento de la demanda, que si bien permitió reprogramar inversiones difiriendo algunas de ellas, representó en el corto plazo una disminución adicional en los ingresos de las empresas sobre lo programado, de manera que muchas de ellas se quedaron con excedentes de capacidad instalada que, aunque temporales, fueron considerables. Si a lo anterior añadimos los ya mencionados impactos de los sobrecostos experi-

mentados en los proyectos hidroeléctricos, podemos completar el panorama que afrontaban las empresas del sector durante los años ochenta.

Este panorama se caracterizaba por una incertidumbre creciente tanto en la demanda que había que atender como en los costos del servicio, las fuentes de los recursos financieros y los niveles mismos de las tarifas. Los planes de recuperación y expansión se volvían obsoletos casi en el mismo momento en que se publicaban y los bancos se enfrentaban con un ajuste continuo de las proyecciones financieras y debían renegociar las condiciones de sus préstamos, que nunca se cumplían. Esta situación está descrita en forma elocuente en un informe interno preparado por funcionarios del BID en 1987 y transcrito parcialmente en el recuadro 1.1 (BID, 1987). Si a la situación anterior se agrega la falta de incentivos para la eficiencia que afrontaban las empresas estatales es fácil entender el deterioro continuo de la gestión en el sector y el aumento brusco de las pérdidas técnicas y no técnicas a niveles nunca vistos, tal como puede apreciarse en el cuadro 1.1.

Los esfuerzos de las instituciones financieras para mejorar esta situación a través del establecimiento de condiciones rigurosas que deberían cumplir los países para acceder a sus préstamos fueron inútiles, puesto que si bien se observaba alguna mejoría durante el período de desembolso del crédito, una vez que éste se terminaba se volvía al patrón anterior, como se ilustra claramente en la figura 1.2 con el caso de la República Dominicana. El cuadro 1.2 indica el precario cumplimiento de las cláusulas financieras impuestas por los organismos multilaterales para un grupo de empresas de la región durante esa época.

La actividad de los organismos multilaterales en el sector eléctrico estuvo marcada por la necesidad de efectuar préstamos para refinanciar operaciones en marcha que resultaron más costosas y de realizar cuidadosos ajustes financieros. La nueva realidad produjo a su vez una ligera variación en el paradigma que reconocía la incertidumbre y la dificultad de alcanzar soluciones de mínimo costo cuando existían restricciones de tipo financiero a la inversión. La banca multilateral buscó soluciones mediante una rigurosa aplicación de la condicionalidad sobre las tarifas, la reformulación de las inversiones en marcha y la concentración de esfuerzos en la mejora de los sistemas de distribución y la reducción de pérdidas a través de préstamos con este fin, apoyados en los llamados contratos de desempeño<sup>5</sup>. Se reco-

<sup>5</sup> Modalidad según la cual los desembolsos eran contingentes a la obtención de metas específicas en recaudo, reducción de pérdidas y mejoras en los índices financieros.

CUADRO 1.1 Indicadores de eficiencia para 1998				
Pérdidas de electricidad, 1988		Período de cobro, 1988	Productividad, 1988	
País	Porcentaje	Período promedio de cobro (No. de días)	Clientes por empleado	Ventas por empleado (MWh)
Argentina	17	225	162	699
Bahamas	n.d.			
Barbados	8	32	170	865
Belice		32	57	170
Bolivia	20	n.d.	210	684
Brasil	13	108	143	975
Colombia	24	89	166	1023
Costa Rica	9	68	85	523
Chile	15	42	n.d.	n.d.
Ecuador	22	115	174	618
El Salvador	15	247	186	592
Guatemala	17	73	70	212
Guyana	21	320	59	123
Haití	35	113	57	182
Honduras	23	200	79	370
Jamaica	20	52	168	852
México	13	69	188	1107
Nicaragua	17	n.d.	76	261
Panamá	21	173	60	378
Paraguay	15	53	134	583
Perú	17	117	121	523
Rep. Dominicana	27	208	95	441
Surinam	11		102	475
Trinidad y Tobago	11		93	922
Uruguay	20	119	81	317
Venezuela	16	199	107	1889
<b>Promedio de la región</b>	<b>15</b>	<b>114</b>	<b>114</b>	<b>558</b>

n.d.: No se disponía de información  
Fuente: Banco Mundial y OLADE, 1991.

no sabía entonces que los incentivos del gobierno y del sector no estaban en consonancia, pero se pensaba ingenuamente que era posible una aplicación más estricta de los condicionamientos de los bancos que pudiera reemplazar

**RECUADRO 1.1 La situación del sector a mediados de los años ochenta**

En una apretada síntesis de la evolución del sector en la última década y media, cabe recordar que a inicios de los años setenta los planificadores energéticos se enfrentaban con la doble circunstancia de una demanda eléctrica que crecía a tasas anuales de dos dígitos y unos precios del petróleo en continua alza, sin que existieran aparentemente factores que permitieran suponer que tal situación se alteraría en el futuro en forma significativa. Por consiguiente, la expansión de los sistemas eléctricos se inclinó decididamente hacia el lado de los grandes proyectos hidroeléctricos y las obras de transmisión en alto y muy alto voltaje asociadas con ellos, lo que requirió inversiones enormes concentradas fundamentalmente entre el fin de los años setenta y la primera mitad de los ochenta. La combinación generalmente escogida para el financiamiento de los referidos planes incluía aportes significativos de créditos de proveedores, bancos comerciales y la banca internacional de desarrollo, además de aportes de capital de los gobiernos vía transferencias presupuestarias y los montos considerables que se proponían obtener las propias empresas eléctricas a través de su generación interna de recursos financieros.

La realidad, empero, resultó diferente: la economía de la región entró en crisis y la demanda creció a tasas muy inferiores a las previstas, mientras que los gobiernos procuraron combatir las presiones inflacionarias con la contención de los niveles tarifarios o su descenso en términos reales. Ambos factores significaron una reducción muy significativa en la generación interna de fondos del sector, a la que se le agregó primero el notable encarecimiento y después el virtual cierre de los mercados de capitales a mediano y largo plazo. Habida cuenta de que el programa de inversiones era muy difícil o imposible de detener una vez iniciado, debido a las responsabilidades derivadas de los incumplimientos de contratos firmados y a consideraciones adicionales de naturaleza técnica, las empresas eléctricas debieron procurar financiamientos de corto plazo (proveedores, líneas bancarias privadas a seis u ocho años, etc.) para poder continuar con un ritmo mínimo de inversiones compatible con el mantenimiento de su programa de expansión.

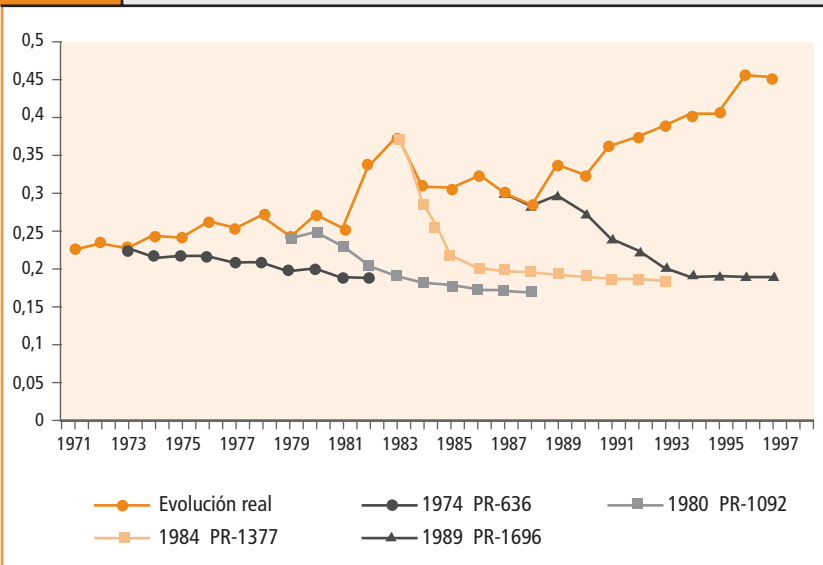
A su vez, y agravado por la ausencia de aportes presupuestarios compensatorios y también por los excesos y errores incurridos en la propia gestión gerencial de las empresas eléctricas, aquello propició una declinación rápida de sus índices de liquidez primero y de la solvencia financiera después, hasta llevarlas a una situación de incumplimiento no sólo de los compromisos de política financiera asumidos con el BID y el Banco Mundial sino directamente del servicio de la deuda contraída. En términos generales, esta es la situación en que se encuentran hoy el conjunto de las empresas eléctricas en la mayoría de los países de América Latina y el Caribe.

*Fuente:* BID, 1987.

zar a la vacilante actitud de los gobiernos. Obviamente, un cambio radical en las tarifas o en la estructura de capital de las empresas no podría lograrse de la noche a la mañana, y muy pronto las empresas se encontraron con dificultades para poder emprender los programas reestructurados que se les ofrecían. Se trataba de mejorar el desempeño de la empresa con la amenaza de no desembolsar, pero no se percibía, al menos en forma explícita, la necesidad de unos sistemas de gobernabilidad de la empresa que hicieran responsables de su gestión a la administración. Se reconocía la perversa ingerencia política en las decisiones de la empresa pero no se vislumbraban soluciones ni se tenía capacidad de influir para mejorar la eficacia de la gestión política, que en última instancia era la que definía el comportamiento de las empresas, como se vino a reconocer más tarde ante el fracaso de estos nuevos intentos de ajustar el paradigma.

A mediados de los años ochenta surge un paradigma complementario que añadía la dimensión ambiental, la cual se mantuvo ignorada en buena parte durante los años de la bonanza de construcción de las grandes presas y tuvo los consiguientes efectos negativos en el medio ambiente local. Si bien es injusto colocar todos los proyectos en una misma cesta y existen

**FIGURA 1.2** Pérdidas eléctricas en la República Dominicana (1971–1997)  
(% de la energía disponible)



numerosos casos en los que el impacto ambiental fue menor debido a las características de los proyectos y/o a las medidas preventivas que se tomaron, hubo algunos casos muy visibles y muy publicitados en los que se cometieron equivocaciones importantes que sirvieron para movilizar a las organizaciones no gubernamentales, en su gran mayoría con sede en países desarrollados, en el cabildeo ambiental. Ese cabildeo se expresó inicialmente con una preocupación por el impacto directo sobre el medio ambiente local y por la suerte de la población desplazada por las obras, y tuvo como resultado inmediato una mejora notable en las prácticas ambientales de los países de la región, presionados por las instituciones financieras internacionales que habían incorporado el nuevo discurso a instancias de sus accionistas de la Organización de Cooperación y Desarrollo Económicos (OCDE). Más tarde, el movimiento ambiental se vio potenciado por el grupo de presión en pro de la adopción de las energías renovables y del uso eficiente de la energía como soluciones a los problemas ambientales, originados en las emisiones mundiales de gases de efecto invernadero, pero ese movimiento no estaba exento de contradicciones entre los programas de los propios grupos ambientalistas. Así, mientras los que favorecían el objetivo de combatir el cambio climático miraban con buenos ojos los desarrollos hidroeléctricos independientemente de su tamaño, el movimiento contra las grandes presas no aceptaba otra solución que la eficiencia energética y las nuevas fuentes renovables en pequeña escala, como la eólica y la solar.

El grupo de presión de los países desarrollados se concentró en la promoción del llamado planeamiento integrado de recursos, que no era otra cosa que la introducción de medidas de eficiencia y fuentes de energía renovable como opciones alternativas en la expansión de costo mínimo (BID, 1993), acompañadas de subsidios para facilitar su adopción por parte de los consumidores o empresas. Algunos países de la región iniciaron actividades en este sentido, pero éstas tuvieron corta vida ante el colapso del paradigma de planificación centralizada.

A pesar de los esfuerzos de los bancos, durante los años ochenta los sectores eléctricos de los países continuaron su deterioro en casi toda la región. La incapacidad de fijar tarifas que cubrieran los costos y de controlar las pérdidas eléctricas y el empleo, así como el creciente servicio de la deuda debido a inversiones mal ejecutadas, llevó a la mayoría de las empresas a una situación financiera muy crítica que exigía transferencias cuantiosas por parte del presupuesto nacional, y a un deterioro del servicio con racionamientos periódicos como los experimentados en Argentina, Colombia

CUADRO 1.2		Promedio de tasas de rentabilidad de empresas que revalúan su activo fijo (1980–1989)			
País	Empresa	Promedio convenido (%)	Rentabilidad lograda (%)	Número total de ejercicios	Número de ejercicios en que se cumplió
Argentina	AyEE	8,0	6,8	7	1
	Elec. Misiones	8,0	0,0	10	0
	Hidronor	6,2	1,4	7	0
	Salto Grande	8,0	2,0	4	0
Bolivia	ENDE	9,0	3,9	9	0
Brasil	CEMIG	8,5	6,6	10	2
	CESP	8,5	3,4	4	0
	CHESF	8,9	4,9	10	1
	COELBA	9,7	6,3	10	0
	COPEL	7,7	6,9	8	2
	ELECTRONORTE	8,5	1,4	2	0
	ELETROSOL	8,9	7,2	10	4
	PORNAS	8,4	4,5	3	1
Costa Rica	ICE	9,4	8,6	9	4
Ecuador	INECEL	7,9	0,6	8	0
El Salvador	CEL	9,0	4,3	9	0
Honduras	ENEE	10,7	6,3	9	0
Jamaica	J.P.S.	8,0	5,4	10	0
Panamá	INRHE	8,4	7,1	10	1
Paraguay	ANDRE	8,0	5,3	8	1
Perú	ELECTROPERU	10,0	3,4	6	0
Rep. Dominicana	CDE	9,0	0,0	9	0
Uruguay	UTE	8,0	2,0	9	0
Venezuela	EDELCA	3,5	1,2	4	0
<b>Promedio de tasas</b>	<b>8,4</b>	<b>4,1</b>			
<b>Total ejercicios</b>			<b>185</b>	<b>17</b>	

Fuente: Banco Mundial y OLADE, 1991.

y la República Dominicana. El colapso de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) en 1983, y la consiguiente caída de los precios del petróleo, se hizo sentir en países productores de petróleo que utilizaban estos ingresos para financiar sus inversiones en el sector eléctrico. Países que como México y Venezuela no habían acudido a los recursos de las instituciones financieras internacionales para financiar el sector, ahora se convirtieron en sus clientes. A finales de los años ochenta y principios de los noventa el sistema hizo crisis en varios países, y coincidiendo con el cambio de paradigma económico se presentó la oportunidad para una reforma, esta vez sí fundamental, que tuviera en cuenta la buena gestión política y propiciara la participación privada, siguiendo el ejemplo sentado por Chile y seguido más tarde por el Reino Unido, aunque por razones un tanto diferentes.

Para comprender mejor las implicaciones de estas consideraciones presentadas a vuelo de pájaro es conveniente ilustrarlas con un recuento más detallado de las experiencias de tres países de la región —Brasil, Colombia y El Salvador—, que pasamos a describir a continuación.

## Brasil

El sistema eléctrico brasileño, el más grande de la región, con más del 40% de su capacidad instalada, es único en su dependencia casi exclusiva (90%) del recurso agua. Con la mayor parte de su capacidad localizada en unas pocas cuencas alejadas de los centros urbanos y con una gran diversidad hidrológica, el sistema eléctrico de Brasil se vio obligado a una cuidadosa coordinación de la operación del sistema y al desarrollo de sofisticados modelos para su planeamiento. Como en el resto de la región, la propiedad ha cambiado del sector privado al público y ha regresado al privado. De hecho, las últimas nacionalizaciones no se llevaron a cabo hasta finales de los años setenta. La mayoría de las empresas de distribución, con la excepción de las empresas que servían a las ciudades de Río de Janeiro, Espírito Santo y Brasília, estaban controladas por los gobiernos de los estados, y en algunos de los más grandes, como São Paulo, Minas Gerais, Paraná, Río Grande do Sul y Río de Janeiro, estas empresas eran al menos en parte verticalmente integradas. La parte de la industria controlada por el gobierno federal estaba bajo la tutela del consorcio Eletrobrás, que incluía las grandes compañías de generación y transmisión Companhia Hidro Elétrica do São Francisco

(CHESF), Furnas Centrais Elétricas (FURNAS), Centrais Elétricas do Norte do Brasil (ELETRONORTE) y Empresa Transmissora de Energia Elétrica do Sul do Brasil (ELETROSUL). La planta hidroeléctrica de Itaipú, la mayor del mundo en aquel momento, con 12.500 MW de capacidad, estaba operada por el ente binacional creado para tal efecto en el tratado con Paraguay que hizo posible realizar el proyecto. Eletrobrás tenía asignada la planificación de la expansión, los programas de investigación y eficiencia energética y otras funciones que generalmente asumen los ministerios de energía. Además, actuaba como ente financiero del sector.

La gran extensión de Brasil dificultó inicialmente la integración de los sistemas eléctricos. La red eléctrica estaba constituida por tres sistemas aislados que no se llegaron a integrar totalmente hasta después de haberse iniciado el proceso de reformas a fines de los años noventa. El mayor de ellos era el Sur-Sudeste, que comprendía los centros donde se concentra la mayor parte de la actividad económica del país; le seguía el Nordeste, que básicamente aprovechaba el recurso hidrológico del río San Francisco para suministrar fluido eléctrico a la región con su mismo nombre, y el más pequeño en carga era el Norte, que consistía en varios sistemas aislados que con el tiempo se fueron integrando parcialmente.

El sector eléctrico estaba nominalmente sujeto a la regulación del Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), dependiente del Ministerio de Minas y Energía (MME). El personal de DNAEE estaba constituido en su gran mayoría por profesionales en préstamo por períodos establecidos por las entidades que supuestamente el Instituto debería regular, y su junta directiva distaba mucho de ser independiente.

Hasta mediados de la década de los setenta el modelo permitió un avance significativo en la cobertura del servicio y la atención de las necesidades de una economía en expansión. No obstante, el desempeño del sector fue variable. Así, a pesar de los altos costos de inversión, que se mencionan más adelante, la operación del sistema de generación fue relativamente eficiente. Alrededor de Eletrobrás se desarrolló un competente grupo técnico encargado de la planificación y operación del sistema que desarrolló técnicas compatibles con la fuente de electricidad primordialmente hidroeléctrica, y en las empresas de los estados grandes se crearon grupos similares. Sin embargo, en las empresas de distribución controladas en su mayoría por los estados, con unas pocas excepciones como COPEL en Paraná y CEMIG en Minas Gerais, la gestión no fue tan eficiente. En general, esas empresas fueron utilizadas para pagar favores políticos y tenían exceso de personal y

una gestión deficiente en el manejo de las pérdidas y cobranzas. Si bien en algunos estados la cobertura aumentó —llegó a niveles de hasta el 96% en Santa Catarina—, en muchos otros permaneció en niveles muy bajos —el 3% en Pará—, lo que no permitió tener una cobertura mayor al inicio de las reformas.

Durante los años setenta se produjo un auge en la construcción de nuevas plantas de generación. Este fue el caso, por ejemplo, del proyecto gigante de Itaipú, que gracias a la abundancia de crédito disponible en esa época, sin ninguna participación de la banca multilateral, no tuvo problemas para su financiamiento. La expansión a base de grandes proyectos hidroeléctricos fomentó la creación de consultorías, y las grandes empresas constructoras se convirtieron en poderosos grupos de presión que financiaban las campañas políticas y se constituyeron en un cartel que mantenía por fuera la competencia y que no se vino a romper hasta el proyecto de Segredo<sup>6</sup>. Al igual que en Colombia, como se indica la sección siguiente, los políticos locales y las empresas se movilizaron para asegurar que las plantas localizadas en su zona de influencia fueran incluidas en el plan de expansión de costo mínimo y se comprometieran los recursos para construirla. A pesar de que en Eletrobrás se formó un cuadro técnico de gran calidad, el proceso decisorio continuó atrapado por los intereses políticos locales y a mediados de los años ochenta el sistema entró en crisis ante la imposibilidad de conseguir los financiamientos requeridos para la expansión.

Durante los años ochenta, cuando se cerraron las fuentes externas de financiamiento, Brasil recurrió a la banca multilateral para financiar sus inversiones, las cuales representaban montos cercanos a los US\$8.000 millones anuales incrementados por el alto costo de las plantas de generación. La imposibilidad de mantener el valor real de las tarifas llevó a una postergación persistente de las obras y a sufrir racionamiento en varias ocasiones, amén de cuantiosas transferencias del gobierno central al sector.

El DNAEE supervisaba el sistema de tarifas que, de acuerdo con la legislación, requería de las empresas un rendimiento del 10% anual sobre activos. Entre 1974 y 1993 las tarifas de venta de energía eléctrica, tanto en bloque como al consumidor final, fueron uniformes para todo el país, inde-

<sup>6</sup> En 1990, el presidente de COPEL se enfrentó al cartel y con gran riesgo personal fragmentó las licitaciones para permitir la participación de nuevos empresarios con el apoyo del BID, con lo que logró obtener ahorros en los costos de más del 30% de lo propuesto inicialmente.

pendientemente del costo del servicio en cada empresa. Esta uniformidad tarifaria implicaba transferencias financieras entre empresas que se instrumentaron mediante la creación de un fondo compensatorio, denominado Cuentas de Resultados para Compensar (CRC). El gobierno debía establecer las tarifas en forma tal que alcanzaran una rentabilidad mínima del 10% y máxima del 12% sobre los activos por remunerar de la totalidad de las empresas eléctricas. En caso de que las tarifas aplicadas obtuvieran una rentabilidad mayor o menor al rango 10%-12% para una empresa particular, las insuficiencias o excesos eran debitados o acreditados con cargo al gobierno federal en el CRC. Las empresas mantenían fuera de su contabilidad estos créditos o débitos con el gobierno federal.

Con el tiempo, el DNAEE adquirió experiencia en la fijación de tarifas y fue pionero en la región en el establecimiento de tarifas basadas en el costo marginal que discriminaban por hora del día y por estación, aunque el nivel global de la tarifa estaba determinado por los ministerios de la rama económica y por el Banco Central, principalmente con miras a controlar la inflación o por motivos simplemente electoralistas. La estructura de tarifas subsidió a los grandes consumidores por razones de la política industrial vigente en Brasil en aquella época.

En la década de los ochenta, el sector eléctrico en conjunto no obtuvo una rentabilidad del 10% y las transferencias a las empresas para compensar la insuficiencia de rentabilidad fueron disminuyendo, de modo que surgieron elevadas deudas entre el gobierno federal y las empresas del sector eléctrico y entre las compañías distribuidoras y las generadoras. A fines de 1992 la deuda contraída por el gobierno federal con el sector eléctrico era del orden de US\$26.000 millones, cifra que representaba el 14% del total de los activos.

A principios de los años noventa, el sector eléctrico de Brasil se encontraba sumergido en una crisis muy grave. El volumen de las inversiones había caído a cerca de la mitad del alcanzado en la década anterior. La construcción de varias plantas hidroeléctricas se había paralizado por falta de fondos. Las tarifas no eran corregidas debidamente en una situación de hiperinflación y, en la mayoría de los casos, la generación interna de fondos de las empresas no era suficiente para cubrir los costos operativos y el servicio de la deuda. Varias empresas tenían una enorme carga laboral que era utilizada de forma abusiva para implantar los planes del gobierno de turno (Leal Ferreira, 1999). Las pérdidas por hurto y mala facturación eran elevadas, y la eficiencia y calidad de la distribución se había deteriorado por falta de mantenimiento y nuevas inversiones.

El valor total de la deuda del sector al 30 de septiembre de 1992 era de US\$5.515,8 millones. La composición de la deuda de las dos empresas más importantes mostraba que el servicio de la deuda absorbía el 70% de los ingresos para FURNAS y el 100% para Itaipú. El difícil panorama financiero del sector se podía resumir a través del CRC, que presentaba un valor acumulado en 1992 de US\$23.815 millones, el 81% de los cuales correspondía a las empresas de los estados del sudeste (38%) y a las regionales federales (43%). En 1992, las cuentas de resultados para compensar alcanzaron US\$7.184 millones, lo que arrojaría una tarifa media de equilibrio de US\$80/MWh. Dado que la tarifa media para 1992 fue de US\$47/MWh, el diferencial tarifario para ese año fue de US\$33/MWh<sup>7</sup> (Ribeiro de Albuquerque, 1993).

En el contexto general de las políticas de estabilización, reforma del Estado y apertura económica, a partir de 1993 el gobierno comenzó a aplicar un conjunto de medidas para el saneamiento financiero del sector eléctrico. Deben destacarse los cambios en la política tarifaria, tales como la abolición de la tarifa única de carácter nacional, la recuperación en términos reales de los niveles tarifarios, la eliminación de subsidios y compensaciones intrasectoriales y la cancelación de pasivos de las empresas. La autorización otorgada a las empresas del sector para utilizar los saldos a su favor en el CRC para cancelar sus deudas implicó que en 1993 disminuyeran sus pasivos en US\$19.000 millones, permitiéndoles revertir su situación morosa y eliminar las restricciones para obtener nuevos financiamientos. Estas acciones posibilitaron al sector en conjunto alcanzar una posición financiera más equilibrada y acercar las tarifas a los costos económicos del suministro eléctrico, sentando así bases propicias para una reestructuración más profunda del sector.

## Colombia

Hacia mediados del siglo XX, en Colombia la energía eléctrica era suministrada por empresas estatales de carácter nacional y municipal. Al igual que en otros países de la región, el Estado asumió este papel ante la incapacidad del sector privado para ampliar el servicio más allá de los mercados más rentables y responder al desafío de un país en crecimiento. Este modelo, basado en empresas estatales integradas de manera vertical, se apoyó en la banca multilateral para desarrollar el potencial hidroeléctrico y generar la

electricidad que requería un país con una economía creciendo a tasas superiores al 6% anual y que logró incrementar la cobertura del servicio del 44% de la población en 1970 hasta el 78% en 1990.

Sin embargo, a diferencia de otros países de la región, este proceso se realizó de manera descentralizada, lo que dio lugar a una estructura en que las dos empresas municipales que servían los mercados más grandes del país, Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá (EEEB) y Empresas Públicas de Medellín (EMP), generaban y distribuían cerca del 40% de la energía, mientras que el restante 60% era suministrado por empresas regionales que eran propiedad del gobierno nacional, como el Instituto Colombiano de Energía Eléctrica (ICEL), la Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica (CORELCA), la Corporación Regional del Valle del Cauca (CVC), e ISA. Esta última, una empresa de ámbito nacional propiedad de las anteriores, poseía la red de interconexión y una considerable capacidad de generación. A pesar de los éxitos en la ampliación de la cobertura mencionados anteriormente, en 1990 el sector estaba prácticamente en bancarota; era responsable del 30% de la deuda externa total y del 33% del déficit del sector público no financiero.

La historia del sector eléctrico colombiano se caracterizó, como muchas otras, por una lucha continua en pro de un desempeño que le permitiera acceder a los créditos internacionales necesarios para las inversiones en generación que imponía un crecimiento acelerado de la demanda y la ampliación de la cobertura del mercado, lo que requería una alerta permanente para defender las empresas del clientelismo político y el oportunismo de los gobiernos. Así, durante los años sesenta los mercados se expandieron alrededor de los grandes núcleos urbanos de Bogotá y Medellín, el Valle del Cauca y Caldas, cuyas empresas iniciaron el estudio de proyectos para desarrollar el abundante potencial hidroeléctrico. En forma paralela, la expansión en la región del Caribe y en otros centros poblados se hacía sobre la base de desarrollos térmicos. En aquella época, tanto las tarifas como los niveles de pérdidas no eran motivo de preocupación, y el desafío consistía en lograr una expansión de la generación en forma eficiente mediante la interconexión de los sistemas que permitiera utilizar economías de escala y desarrollar el potencial hidroeléctrico de la región central siguiendo un sendero de costo mínimo. Para ello, y bajo la tutela del Banco Mundial, técnicos colombianos elaboraron modelos de planificación apoyados por una misión de la Universidad de Harvard para realizar los estudios de interconexión y se creó ISA, de la cual eran socios inicialmente EPM, EEEB,

CVC e ICEL<sup>7</sup>, con el objeto de construir los proyectos de interconexión y desarrollar los futuros proyectos hidroeléctricos, con la excepción del primer proyecto que sería ejecutado por la empresa CVC. Esta concentración en ISA de la construcción de los grandes proyectos futuros enfrentó la oposición decidida de las empresas municipales, para quienes la construcción de proyectos hidroeléctricos era objeto de gran prestigio para las burocracias locales y de numerosas oportunidades de negocios. Sólo el poder del Banco Mundial, con el apoyo tácito del BID, logró que las empresas aceptaran a regañadientes estas imposiciones, no sin una oposición soterrada que eventualmente haría fracasar la idea de darle a ISA el papel central en la expansión de la generación.

Como parte de los acuerdos iniciales, además de aceptar que la primera central sería construida por la CVC, y dada la corta vida de ISA, se acordó que las siguientes serían seleccionadas entre los proyectos de los socios de ISA siguiendo el criterio de la expansión de costo mínimo. Esto llevó a una pugna entre las dos empresas municipales EEEB y EPM por conseguir la distinción, como si se tratara de un evento deportivo<sup>8</sup>. Los consultores de cada empresa no escatimaban esfuerzos para rebajar las estimaciones de costos y resaltar las ventajas de su proyecto, y solamente cuando árbitros extranjeros homologaron las estimaciones fue posible efectuar la comparación. Pero, ante el poder de los incentivos y la debilidad de la gestión, esta victoria inicial de la racionalidad económica era una victoria pírrica.

Las empresas regionales que entraron a formar parte de ISA vieron amenazada su autonomía, parte de su cultura empresarial y los recursos de las regiones, sobre los cuales consideraban que tenían derechos preferenciales. Las empresas no cumplieron sus compromisos de hacer los aportes de capital a ISA a tiempo y, a través de su junta directiva, se opusieron a elevar las tarifas de venta en bloque, lo que implicaba una paradójica política de que el perjuicio de ISA beneficiaba a sus socios. Se hizo evidente entonces que lo que los técnicos pensaron que sería un juego de suma positiva resultó un juego de suma cero y no le sería fácil al Estado lograr su objetivo de una

<sup>7</sup> A ésta se uniría más tarde CORELCA con motivo de la construcción de la línea de interconexión con el sistema central.

<sup>8</sup> La primera central construida por ISA fue la de Chivor (Boyacá), estudiada inicialmente por la EEEB sin mayor disputa dada la ausencia de alternativas, pero no ocurrió lo mismo en las siguientes.

mayor eficiencia en el uso de los recursos si no lograba conciliar el interés nacional con los intereses locales.

ISA se convirtió, entonces, en un foro de conciliación de intereses. Desde él se coordinaron todas las actividades propias del sector eléctrico: planeación, expansión, operación y comercialización. Únicamente la política tarifaria al consumidor final era regulada desde el exterior. Los planes de expansión, aprobados en última instancia por el gobierno nacional a través del gabinete económico<sup>9</sup>, eran elaborados por ISA, es decir, entre el gobierno nacional y las empresas regionales, siguiendo criterios de mínimo costo nacional pero tratando de satisfacer los intereses de las diferentes regiones. Como resultado, después de que en el famoso acuerdo de Cali las empresas regionales volvieran a participar en la expansión de la generación, además de menoscabarse la eficiencia económica por los compromisos adquiridos se puso en peligro la viabilidad financiera de los planes de expansión. Cada empresa quería desarrollar proyectos de generación y ser propietaria de ellos aunque no tuviera la capacidad financiera para llevarlos a cabo.

Cediendo a la presión regional, el Estado terminó formulando un esquema híbrido de expansión integrada con proyectos de un plan económicamente óptimo en teoría, puesto que nunca se tuvieron suficientes alternativas que permitieran hacer una comparación efectiva, pero bajo la responsabilidad de empresas sin capacidad financiera ni técnica para emprenderlos. En la segunda mitad de la década de los setenta y primeros años de los ochenta, la coyuntura de liquidez del mercado mundial, producto del aumento de los precios del petróleo y la revaluación del peso colombiano, asociada a la bonanza cafetera, junto con la aceptación por parte de los organismos multilaterales de las realidades de la política regional, permitió que la vía fácil del endeudamiento con respaldo de la nación fuera el procedimiento expedito para que todos pudieran desarrollar sus proyectos. Las aspiraciones de autosuficiencia eléctrica regional desvirtuaron el proceso de expansión de mínimo costo y dieron cabida a proyectos insuficientemente evaluados y pobremente financiados.

También para la operación del sistema interconectado, el sector eléctrico era autónomo y la regulación, escasa. Reglas y parámetros de operación y comercialización eran acordados por consenso entre los socios de ISA, bajo la mirada complaciente de los representantes del gobierno nacional.

<sup>9</sup> El Consejo de Política Económica y Social (CONPES).

En estas condiciones, los acuerdos no podían ser más que un intento de conciliación de intereses ante un árbitro —el gobierno nacional— sin alternativas viables que ofrecer. Las tarifas de intercambio de energía en bloque no llegaron a ser reguladas por un ente independiente sino hasta el segundo quinquenio de los años ochenta por la Junta Nacional de Tarifas<sup>10</sup>.

Sólo cuando las necesidades de inversión y el alcance del servicio de la deuda y del déficit del sector rompieron el equilibrio macroeconómico, el gobierno intervino más directamente en las actividades del sector, especialmente en las relacionadas con la planeación y financiación de la expansión de la capacidad de generación. Primero el Ministro de Minas y Energía, y después el de Hacienda y el Jefe del Departamento Nacional de Planeación, ingresaron en la Junta Directiva de ISA, donde se toman las decisiones que afectan la marcha del sector.

En resumen, en palabras de un autorizado vocero del sector: “La estructura institucional que se deriva de esta amalgama de circunstancias, entidades y agentes no puede ser más confusa; instancias nacionales, departamentales y municipales, cada una con intereses diferentes que defender, reunidas para dirigir por consenso un sector estratégico para la nación; un Estado que regula a medias y que es empresario a medias; que pregona autosuficiencia financiera y traza políticas tarifarias ruinosas para las empresas eléctricas; un sector que se autorregula por consenso, a pesar de la diversidad de intereses; en fin, un sector en el que las consecuencias de las decisiones no son asumidas por quienes las toman” (Gutiérrez, 1993).

Durante los años ochenta las fuentes de financiamiento externo se cerraron con motivo de la crisis de la deuda, y las tarifas, ya rezagadas, no se ajustaron para acompañar la devaluación de 1983, las pérdidas eléctricas aumentaron significativamente y, a pesar de un ajuste efectuado durante la administración Barco apoyado por préstamos de la banca multilateral, la gestión de las empresas distribuidoras continuó deteriorándose. A las dificultades anteriores se añadieron los atrasos y sobrecostos del proyecto Guavio que se reflejarían más tarde en el racionamiento de 1992.

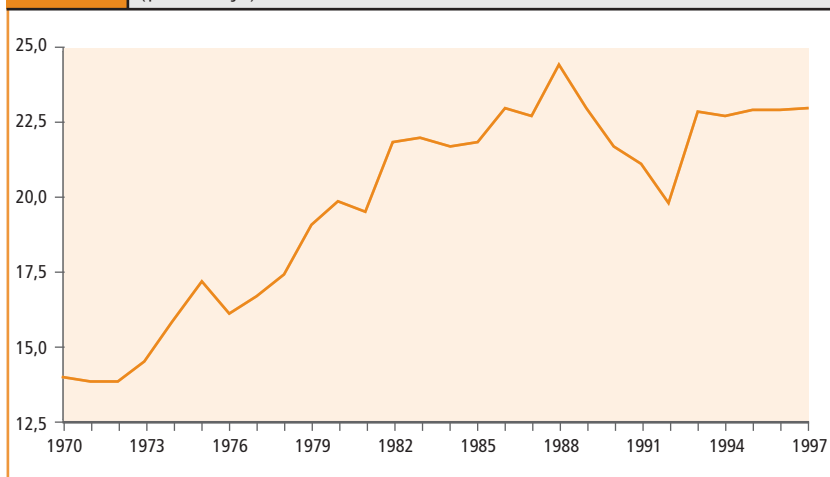
<sup>10</sup> Con la Reforma constitucional de 1968, y ante la heterogeneidad de los organismos que prestaban los servicios, se centralizó el control de las tarifas en la Junta Nacional de Tarifas (JNT), un organismo dependiente del ejecutivo central creado con el fin de evitar que por presiones locales las empresas cobraran tarifas muy bajas que les impidieran responder por sus obligaciones y por sus gastos de operación y expansión. No obstante, recién en 1986 la Junta asume un papel activo en la fijación de tarifas.

Para junio de 1993, la tarifa media nacional se situaba en el 79% del costo; mientras las tarifas industriales y comerciales presentaban sobrecostos del 20% y 26% respectivamente, el sector residencial no cubría sino el 47% del costo. El subsidio residencial resultante del 53% correspondía, según cálculos de ISA de 1991, a US\$360 millones anuales; los sobrecostos no residenciales, con tarifas en el 110% del costo, eran del orden de los US\$120 millones, lo que dejaba un subsidio neto de US\$240 millones anuales.

Para esta época el sector eléctrico era responsable de la tercera parte del endeudamiento público del país, estaba obligado a pagar cerca del 40% de los intereses de la deuda externa y en algunos años había llegado a realizar hasta el 35% de la inversión pública; sin embargo, no generaba recursos internos suficientes, produciendo un déficit cercano al 1,3% del PIB. Entre 1980 y 1988 la generación interna de fondos en el sector sólo cubrió el 25% de las necesidades de recursos, y en 1988 el servicio de la deuda sobrepasó en un 15% sus ingresos corrientes.

Ya en 1991 resultaba claro para el gobierno que no podría seguir adelante sin una transformación radical del sector. En un discurso pronunciado ante la Conferencia de Ministros de Hacienda y Energía celebrada del 4 al 6 de septiembre de 1991 en Cocoyoc (México), y organizada por la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) y el Banco Mundial con el fin de analizar la crisis del sector eléctrico de la región<sup>11</sup>, Luis F. Vergara, que entonces era Ministro de Minas y Energía de Colombia, hizo una descripción detallada de la situación del sector y planteó el cambio de orientación que su gobierno consideraba necesario para enfrentar la situación (Vergara, 1991). Los detalles del diagnóstico formulado por el Ministro Vergara están ampliamente documentados en diversos textos de la época, particularmente en un estudio que elaboró el Banco Mundial a petición del Gobierno de Colombia en 1990, y que contiene una evaluación de la actividad en el sector (Banco Mundial, 1990). Otros estudios realizados posteriormente sobre el proceso de reforma han profundizado ese análisis y lo han puesto en perspectiva (Fainboim, 2000). Sin embargo, no se necesitan muchas palabras para comprender el deterioro del sector: la figura 1.3 muestra la evolución de las pérdidas de electricidad en el sistema nacional durante el período 1970–1997. Es importante destacar que el comporta-

<sup>11</sup> La conferencia se tituló “Un desafío para los años noventa: ¿cómo superar la crisis del sector eléctrico en los países de América Latina y el Caribe?”.

**FIGURA 1.3** Evolución de las pérdidas de energía en Colombia, 1970–1997 (porcentaje)

Fuente: ISA.

miento de las empresas no fue uniforme: la EPM fue la única empresa que no requirió transferencias del gobierno para atender su demanda, y se ha constituido en el paradigma de una empresa pública eficiente.

## El Salvador

Como en otros países de la región, en El Salvador el servicio eléctrico estaba en manos de cinco empresas privadas que servían núcleos urbanos, y cuyas concesiones revirtieron al Estado a su vencimiento después de cincuenta años, en 1986. En forma similar, en 1945 el gobierno creó una empresa autónoma, la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL), para desarrollar el potencial hidroeléctrico del país y la electrificación rural, actividades para las cuales el sector privado no tenía incentivos suficientes. Después de la reversión de las compañías privadas en 1997, la CEL se convirtió en el monopolio de facto al poseer la totalidad de la capacidad instalada de generación, la totalidad de la transmisión, el 100% de la distribución en áreas rurales e indirectamente el restante a través del régimen de propiedad accionaria en las antiguas empresas privadas de distribución cuyas concesiones no fueron renovadas a su vencimiento. El Estado, a través

de los ministerios pertinentes, establecía normas y supervisaba el funcionamiento de la CEL pero, en la práctica, ésta no tenía un contrapeso efectivo. Si bien la CEL no tenía formalmente atribuciones normativas, en la práctica era el organismo rector del sector eléctrico y, por lo tanto, desempeñaba el papel principal en la formulación de políticas, objetivos, estrategias y en las funciones de planificación y tarificación que recibían la aprobación del Consejo de Ministros o eventualmente del Presidente. En 1950, por Decreto del Consejo de Gobierno se reestructuró la Junta Directiva, que pasó a incluir a los ministros del interior, economía, obras públicas y agricultura, así como a las asociaciones privadas, agrícolas e industriales y a los tenedores de bonos locales, y obtuvo el derecho de elegir un director propietario y el suplente respectivo.

En 1971, la cobertura del 23% de la población de El Salvador era muy baja, aun para los estándares latinoamericanos de la época, y el esfuerzo de la CEL, así como los procesos de urbanización del país, contribuyeron a doblarla para 1989, cuando llegó al 48%, cifra todavía muy baja. Igualmente, entre 1954 y 1983, la CEL desarrolló el potencial hidroeléctrico del río Lempa mediante la construcción de cuatro centrales en cascada con una capacidad instalada total de 430 MW, y emprendió la construcción de las centrales geotérmicas de Ahuachapán, de 95 MW, y Berlín, de 65 MW, lo que la convirtió en pionera en esta fuente de energía en la región, con una competencia técnica igualmente reconocida. Los desarrollos anteriores fueron complementados con la construcción de capacidad de generación térmica adicional y con la interconexión con el sistema guatemalteco en 1986.

Durante los años setenta y ochenta, el desarrollo del sector estuvo supeditado a los vaivenes del conflicto armado que sufría el país, lo que obligó a la CEL a dedicar buena parte de sus recursos a mantener el sistema en operación contra los sabotajes de la guerrilla. Como consecuencia, las pérdidas eléctricas aumentaron del 6% en 1971 al 18% en 1991 y la situación financiera de la CEL y las distribuidoras evolucionó durante los años noventa hacia un serio déficit debido principalmente a la reducción progresiva de los ingresos en términos reales. Entre 1979 y 1990 los precios promedio de electricidad, tanto en bloque como al usuario final, disminuyeron en términos reales hasta cerca de la mitad, mientras que los costos se mantuvieron en términos reales.

En su época de auge como empresa estatal, la CEL alcanzó un buen prestigio por su capacidad para desarrollar y ejecutar proyectos de generación eléctrica. El hecho de no estar directamente involucrada en el negocio

de la distribución le permitió contener el acoso del clientelismo político en mayor grado que la mayoría de sus vecinos centroamericanos y cumplió su misión de desarrollar el potencial de generación eléctrica del país a costos si no bajos por lo menos razonables. Sin embargo, estas virtudes no fueron suficientes para avanzar más rápido en la ampliación de la cobertura y los logros se disiparían muy pronto por un diseño tarifario miope que concedió subsidios generalizados en lugar de concentrar los recursos escasos en los más pobres. La reversión de las concesiones de las distribuidoras privadas al Estado en un momento de conmoción interna sumó la falta de incentivos para la eficiencia a la falta de remuneración del servicio. Como resultado de lo anterior y de otras dificultades impuestas por la guerra, a mediados de los años noventa los indicadores del sector no se diferenciaron mucho de los de otras empresas de propiedad del Estado en la región. Reinaban las condiciones para tratar de hacer una reforma del sector en consonancia con los nuevos vientos que soplaban en la región.

## Referencias

- Banco Interamericano de Desarrollo. 1987. A Report on Financial Analysis of the Electricity Sector. Documento interno. Washington, D.C.: BID.
- \_\_\_\_\_. 1993. Proceedings of the Meeting on the Efficient use of Electric Energy, mayo de 1993. Washington, D.C.: BID.
- Banco Mundial. 1990. *Colombia: The Power Sector and the World Bank, 1970–1987*. Washington, D. C.
- Banco Mundial y OLADE. 1991. *La evolución, situación y perspectivas del sector eléctrico de América Latina y el Caribe. Volumen II, Descripción de sectores energéticos individuales*. Departamento Técnico para América Latina y el Caribe, Programa de Estudios Regionales. Informe no. 7 de agosto. Washington, D.C.
- Gómez Ibáñez, José. 2003. *Regulating Infrastructure: Monopoly, Contracts, and Discretion*. Cambridge, MA: Harvard University Press.
- Gutiérrez, Javier. 1993. Perspectivas de participación privada en el sector eléctrico colombiano. En *Memorias de la Conferencia Energética de América Latina y el Caribe ENERLAC 93*. Bogotá: OLADE.
- Fainboim, Israel. 2000. El sector eléctrico: del monopolio público al modelo de mercado. Manuscrito inédito.

- Leal Ferreira, Carlos K. 1999. Privatização do setor eléctrico no Brasil. Ensaio BNDES, No. 10. Rio de Janeiro: Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico y Social.
- Millán, Jaime. 1987. El plan de expansión de generación de mínimo costo: una agenda para el investigador. En *Memorias del Seminario Latinoamericano de Aprovechamiento de Recursos Hidráulicos*. Medellín: Universidad Nacional de Colombia.
- . 1988. Las tarifas eléctricas y los costos marginales en América Latina en la década del ajuste. V Congreso Latinoamericano y del Caribe de Tarificación Económica de Energía Eléctrica, Caracas, septiembre de 1988.
- Millán, Jaime, Gabriel Sánchez, Alfonso Sánchez y otros. 1987. La crisis de la planificación: el caso del sector eléctrico. Sociedad Económica de Amigos del País, Capítulo de Washington, 1987.
- Ribeiro de Albuquerque, João Carlos. 1993. Ventajas y desventajas de la privatización de grandes sistemas eléctricos: El caso del Brasil. En *Memorias de la Conferencia Energética de América Latina y el Caribe ENERLAC 93*. Bogotá: OLADE.
- Shleifer, A. y R. Vishny. 1998. *The Grabbing Hand: Government Pathologies and their Cures*. Cambridge, MA: Harvard University Press.
- Vergara, Luis. 1991. Colombia: hacia un sector eléctrico eficiente y abierto a la participación del sector privado. En *Desafíos para la década de 1990: cómo superar la crisis del sector eléctrico en América Latina*. Conferencia de OLADE/Banco Mundial en la Hacienda Cocoyoc, México, 4 al 6 de septiembre. Quito: OLADE.

*Página en blanco a propósito*

## SEGUNDA PARTE:

# La reforma

Successful reforms are those that package sound economic principles around local capabilities, constraints and opportunities. Since these local circumstances vary, so do the reforms that work..

Dani Rodrik

*Growth Strategies*

National Bureau of Economic Research, 2003

...Debe enfatizarse que las instituciones que han surgido en el mundo occidental, tales como los derechos de propiedad y el sistema judicial, no tienen que ser copiadas literalmente en los países en desarrollo. La clave es la estructura de incentivos que se crea, no la imitación sin beneficio de inventario de las instituciones occidentales.

Douglas C. North

*Understanding the Process of Economic Change*

Princeton University Press, 2005

*Página en blanco a propósito*

## La reforma: expectativas, logros y desafíos

La reforma del sector eléctrico formó parte del conjunto de reformas que se iniciaron en América Latina a principios de los años noventa con el fin de buscar una salida al estancamiento económico mediante la adopción de un nuevo paradigma. En el ámbito de la infraestructura, dichas reformas pretendían fortalecer los escasos incentivos para la eficiencia, facilitar la movilización de recursos financieros y liberar al Estado de una pesada carga para sus fiscos sin dejar de atender las necesidades de los más pobres. Para ello, propiciaban la participación de los empresarios privados en la prestación de los servicios, limitaban, aunque fortaleciéndolo, el papel del Estado a la definición de políticas y a la regulación, al tiempo que trataban de reestructurar el sector, separándolo tanto vertical como horizontalmente.

De esta forma, los incentivos para la eficiencia estarían asegurados por el interés de los empresarios privados y serían parcialmente transferidos al consumidor mediante la competencia en los segmentos del mercado, en los que la desintegración del monopolio verticalmente integrado la hiciera posible y deseable, o a través de la regulación por incentivos en los segmentos monopolísticos del mercado. Un regulador independiente protegería a los inversionistas de las intervenciones oportunistas del gobierno y a la vez defendería los intereses de los consumidores de los posibles abusos de los proveedores del servicio. En estas condiciones, las tarifas que cubrieran los costos del servicio en los segmentos no competitivos o los precios definidos por el mercado en los segmentos competitivos serían suficiente para atraer los recursos financieros necesarios que, complementados con un sistema de subsidios transparente y concentrado en los más pobres, liberarían al Estado de una penosa carga. En los casos en que por alguna razón la participación de los privados como empresarios no fuera

todavía posible, la desintegración de los monopolios, además de ser esencial para la creación del mercado, facilitaría la corporativización y la adopción de mejores prácticas de gobernabilidad en las empresas del Estado.

América Latina ha sido la región líder en la reforma del sector eléctrico. En los años ochenta, Chile fue el primer país en introducir reformas integrales con el objeto de abrir el sector a la participación privada y la competencia. El proceso de reforma de los sectores eléctricos se ha producido por etapas y todavía no ha llegado a todos los países de la región. El ejemplo de Chile fue seguido por Argentina a principios de los años noventa y poco después por Bolivia y Perú. A mediados de los años noventa, las reformas ya se habían extendido a Brasil y Colombia, y un poco más tarde a la mayoría de los países centroamericanos. Aunque el ritmo de las reformas ha decrecido en los últimos años, sólo unos pocos países continúan ausentes en el proceso de reforma del sector eléctrico, notablemente México y Venezuela, donde la transferencia de los activos eléctricos al sector privado ha sido pequeña y las reformas verdaderamente escasas.

Después de casi 15 años de iniciarse las reformas del sector eléctrico existe unanimidad en torno al hecho de que su implantación ha sido más difícil de lo anticipado y en muchos lugares la reforma se ha convertido en una palabra con connotaciones negativas. Para los opositores y reformistas que habían creado expectativas un tanto optimistas sobre la rapidez con que podrían obtenerse resultados contundentes, estos hechos parecerían augurar una corta vida para las reformas. Sin embargo, a pesar de que la magnitud de las dificultades no estaba prevista por casi nadie, estas expectativas complacientes sobre un rápido avance no estaban de ninguna manera generalizadas entre los observadores del sector. Un conjunto de documentos del BID, como la *Política de servicios públicos domiciliarios* (BID, 1996a) y la *Estrategia para el sector energía* (BID, 2000), destacaban las enormes dificultades que esta tarea implicaba y aconsejaban una aproximación pragmática al proceso de reforma.

La pertinencia de la cautela recomendada en estos documentos de política se puede apreciar en dos estudios analíticos sobre el desempeño de las reformas en el sector eléctrico de la región publicados posteriormente por el BID, el Informe de Progreso Económico y Social (IPES) de 2001, *Competitividad: el motor del crecimiento*, en un capítulo dedicado al tema de la electricidad, y el libro *Keeping the Lights On* (Millán y von der Fehr, 2003). Esas publicaciones documentan las dificultades que surgían en la implantación de las reformas e indican que, a pesar de significativos

avances, su consolidación se veía dificultada tanto por razones inherentes al sector mismo como a las exigencias de tipo institucional de los modelos adoptados, que contrastaban con las deficiencias en cuanto a recursos, y del acervo institucional existente en la mayoría de los países. El IPES señalaba que el futuro de la reforma dependería de una respuesta satisfactoria a los siguientes desafíos planteados: la separación de los papeles del Estado como empresario, regulador y trazador de políticas; el establecimiento de un mercado eléctrico razonablemente competitivo que contribuyera a controlar la volatilidad en los precios sin menoscabar los incentivos a la inversión en generación; y la regulación de los segmentos no competitivos y la arquitectura del sistema regulador. A pesar de las dificultades, ambos documentos eran relativamente optimistas sobre las posibilidades de abordar con éxito los desafíos planteados.

Cuatro años después del IPES 2001, muchas de las conclusiones de dicho trabajo continúan siendo de gran actualidad para el tema que nos ocupa, aunque en algunos casos la situación ha continuado deteriorándose. Importantes proyectos que se gestaban al momento de escribir el ensayo mencionado han tenido un desenlace en muchos casos desfavorable, tanto en el ámbito mundial como regional, lo que ha puesto más obstáculos aún para la consolidación de las reformas. Así, la frustración del público con la crisis económica de los últimos cinco años, la debacle de Enron y la crisis de California, junto con otros acontecimientos internacionales desfavorables para el sector y las dificultades experimentadas para poner en marcha la reforma, han incidido negativamente en la opinión pública y se empieza a notar una especie de fatiga reformista. La paciencia se agota y se escuchan voces cada vez más fuertes que urgen abandonar el experimento y regresar al pasado.

En el ámbito mundial, el malestar empezó con la crisis de California, que puso en tela de juicio la idoneidad de la solución de mercado, aunque la mayoría de los observadores la atribuyen a un diseño defectuoso (Joskow, 2001; Wolak, 2002)<sup>1</sup>, y continuó con la debacle de Enron, que puso en cuestión el papel de los comercializadores y contribuyó a disminuir el apetito de los inversionistas. En un ámbito más cercano, la crisis macroeconómica de principios de siglo en Argentina puso todo el experimento

---

<sup>1</sup> Inicialmente todas las transacciones de energía deberían hacerse en el mercado de corto plazo, lo que favoreció el ejercicio de poder de mercado, mientras que las distribuidoras no podían trasladar los precios a los consumidores, lo que las llevó a la bancarrota.

reformista en remojo con el desconocimiento de los contratos, la intervención de la regulación y más recientemente el renacimiento de la empresa estatal como inversionista. La derrota de los diversos proyectos reformistas en el Congreso de México y el nuevo rumbo ideológico del gobierno de Hugo Chávez en Venezuela se suman al aborto de la reforma en Costa Rica, a la salida de la República Dominicana del inversionista privado que operaba dos tercios del mercado de distribución, a la parálisis del proceso en Ecuador y, aunque paradójicamente menos preocupante, como se indica más adelante, al cambio de modelo en Brasil.

Si bien en menor grado que los anteriores, los demás países también tuvieron su cuota de problemas. Colombia y El Salvador encuentran dificultades para atraer la inversión privada en nuevas plantas de generación y los gobiernos de ambos países, en mayor o menor escala, tratan de retomar su papel como inversionista para suplir esta aparente deficiencia. En Honduras se tienen dificultades para poner en marcha un modelo de mercado poco adecuado para su estructura, mientras que el experimento nicaragüense se debate en el caos, atribuible tanto a la crisis de gobernabilidad reinante como a la renuencia del empresario privado a hacer las inversiones requeridas para controlar las pérdidas de energía y la cartera morosa. Después de un arranque promisorio con un diseño novedoso, dificultades en la implantación del nuevo modelo llevaron a Jamaica a reintegrar su sistema y ahora se enfrenta al desafío de regular adecuadamente el monopolio privado. Países que lograron importantes éxitos en los años iniciales de la reforma encuentran ahora escollos: Perú ha tenido que anular la prevista privatización de su sistema sur, en Bolivia la incertidumbre política amenaza el modelo mismo, y finalmente, el pionero Chile ha tenido dificultades que ponen en evidencia la necesidad de modernizar su legislación y adoptar un sistema de transmisión más equitativo.

Después de leer este coro de lamentaciones un lector desprevenido podría coincidir con los críticos en que la reforma ha sido un fracaso y que sería mejor regresar al modelo estatista. Sin embargo, los defensores de esta interpretación extrema se olvidan convenientemente de analizar las razones que llevaron al fracaso del modelo estatista en muchos países. Una marcha atrás no resolvería ninguno de los problemas que se pretendían solucionar con las reformas y sí incurriría en costos cuantiosos por la necesidad de compensar a los que creyeron en el modelo y efectuaron inversiones considerables. Esto lo ha comprendido muy bien el gobierno del Presidente Luiz I. “Lula” da Silva en Brasil, adoptando una posición pragmática al aceptar

los principios fundamentales de las reformas. No obstante, las dificultades experimentadas para consolidar la aplicación del modelo reformista nos obligan a realizar una reflexión profunda sobre el origen de las mismas, con el mismo celo con que lo hacíamos en el capítulo anterior sobre el modelo estatista, pero sin olvidar las enseñanzas adquiridas. Los esfuerzos de reforma deben examinarse con el telón de fondo de los fracasos del antiguo régimen, no sólo para que el contraste justifique seguir adelante, sino para evitar que el mismo tipo de razonamiento defectuoso que en un principio ocultó las falencias nos impida ver las propias del nuevo modelo.

El capítulo anterior ilustra la forma como la falta de incentivos para la eficiencia y los niveles de tarifas que no reflejaban los costos reales provocaron un rendimiento general deficiente de las empresas estatales, que acumularon un enorme déficit financiero. La falta de incentivos adecuados se relacionaba en gran medida con el abuso político de las empresas de servicios públicos. Se permitió que los grupos rentistas acapararan el sector y pervirtieran su objetivo. Las consecuencias fueron unos subsidios generalizados y mal orientados, la expansión ineficiente e insuficiente del sector, y su utilización como especie de agencia de empleo susceptible de corrupción.

Por tanto, de una parte hay que tener en cuenta que para juzgar en justicia los logros o fracasos de la reforma no se pueden tener como referencia las expectativas iniciales un poco ingenuas de algunos reformistas, sino que sería preciso compararla con el escenario alternativo, tarea ciertamente difícil puesto que implica hacer conjeturas sobre lo que habría ocurrido en su ausencia. No obstante, el hecho de que muchos de los problemas que acosaron al antiguo régimen todavía persistan en los países que por alguna razón se han abstenido de hacer la reforma, o en segmentos del sector en los que el Estado ha mantenido su presencia en países en que la reforma ha sido parcial, es un buen indicio de que el diagnóstico de los reformistas no estaba del todo equivocado.

Pero este consuelo sería pobre si no pudiéramos aprovechar las enseñanzas del pasado para distinguir entre los problemas que son una consecuencia natural del ajuste del sistema, y que pueden remediarse con apoyos puntuales y con la experiencia a lo largo del tiempo, y aquellos problemas que constituyen genuinos desafíos para la sostenibilidad del modelo. Ya anotábamos anteriormente que los problemas del sector, ayer como hoy, obedecen fundamentalmente a una falta de congruencia entre las expectativas que se tienen para el desempeño y los incentivos que efectivamente tienen las empresas y consumidores, así como a la pertinencia de los juicios

que se hagan sobre la existencia de instituciones complementarias idóneas y de los recursos humanos requeridos para el funcionamiento del sector. Sin embargo, las posibilidades de resolver las incongruencias en un plazo y un costo razonables no son iguales para ambos modelos en la mayoría de los países de la región. A lo largo de este capítulo, y en los siguientes, trataremos de aportar elementos en apoyo a la tesis de que, a pesar de las dificultades, el programa reformista ofrece mayor potencial que el modelo estatista, siempre que pueda ajustarse para introducir las enseñanzas adquiridas. A pesar de las dificultades para avanzar con este programa, no parece existir alternativa que pueda proporcionar los incentivos suficientes para reforzar el compromiso de los gobiernos.

Los problemas que afronta hoy el sector son en parte herencia del antiguo régimen y en parte surgen de las dificultades de implantar los nuevos instrumentos para el logro de la eficiencia y la vinculación del sector privado. Dentro del primer grupo de problemas figura la dificultad de separar los papeles del Estado con miras a evitar los conflictos de interés que surgen de su participación como empresario, en competencia con el sector privado, responsable de formular políticas y regulador. El segundo grupo comprende la dificultad de encontrar un modelo de regulación que se adapte a las restricciones institucionales y de recursos de los países, de lograr un mercado competitivo que permita a su vez proporcionar los incentivos de largo plazo para la inversión que garantice la seguridad del suministro y disminuya la volatilidad de los precios, de regular sobre la base de incentivos el segmento de distribución y de lograr un manejo adecuado de los subsidios para proporcionar acceso al servicio en condiciones asequibles a los pobres. Estas dificultades han hecho más visibles algunas limitaciones y falencias de las reformas que escaparon al escrutinio inicial de los analistas y sobre las cuales es preciso tornar ahora la atención.

En consecuencia, en este capítulo se comparan las expectativas reformistas con las realidades obtenidas para identificar las razones que hay detrás de las discrepancias y, cuando ello sea posible, las posibilidades de ajuste a los procesos que permitan avanzar en el logro de los objetivos perseguidos.

## Los papeles del Estado y el sector privado

La separación de los papeles del Estado como responsable de formular políticas, regulador y empresario, junto con una visión clara del papel del

sector privado, constituye un elemento esencial de la solución propuesta por el paradigma reformista ante el fracaso del antiguo. Según dicho paradigma, el gobierno debe concentrarse en el ejercicio de sus papeles primarios como responsable de formular políticas y subsidiario<sup>2</sup>, dejando la ejecución y aplicación del marco regulador a un órgano separado, para poder dar credibilidad y estabilidad a las nuevas reglas, y trasladando el papel empresarial al sector privado en la medida de lo posible. Las transacciones, inevitables y legítimas, entre los diferentes grupos de interés pueden ser más transparentes cuando estas discusiones se limitan al ámbito de la definición de políticas, dejando los asuntos técnicos al organismo regulador.

La separación de papeles se considera un requisito indispensable para independizar la administración diaria de las empresas de otras decisiones del gobierno no relacionadas, y por tanto para mejorar la rendición de cuentas de las empresas del Estado y aumentar su eficiencia, así como para proporcionar un campo de juego equilibrado a las empresas privadas y estatales, facilitando así la participación del capital privado, promover la competencia, poner en práctica sistemas de precio eficientes, establecer y hacer cumplir las normas de calidad y proteger los derechos de los consumidores.

Si bien la separación de los papeles del Estado era una parte crucial del credo reformista, las pruebas disponibles señalan que no ha sido nada fácil implantarla en los países de América Latina. La frontera entre regulación y trazado de políticas no es muy clara en la mayoría de los casos. Esto ha sido evidente en Colombia, donde se produjo un forcejeo entre el Ministro de Minas y Energía y el regulador sobre la liberación del mercado de gas natural, y en Brasil, donde el gobierno ha legislado en materias que podrían considerarse competencia del regulador. Pero los conflictos de interés han sido especialmente visibles en lugares en los que el Estado ha continuado asumiendo el papel de inversionista, algunas veces en competencia con el sector privado, cuando discrimina a favor de sus empresas, como sucedió en Brasil y Colombia<sup>3</sup>, o cuando exige de ellas prestaciones especiales no relacionadas con su objetivo empresarial, como atender políticas sociales

<sup>2</sup> Subsidiario se refiere a la intervención del Estado sólo en aquellas oportunidades en que el papel no pueda ser desempeñado por el sector privado.

<sup>3</sup> Al concederles ventajas sobre sus competidores en el sector privado, como la concesión de garantía soberana para préstamos.

—casos de El Salvador, Guatemala y la República Dominicana—, u obligar a los inversionistas privados a participar en asociaciones con el Estado, como ocurre actualmente en Argentina.

Si bien el caso típico de que una sola compañía estatal diseñaba la política, fijaba las tarifas y prestaba el servicio ya no existe en ninguno de los países de la región, tampoco existe ningún ejemplo durable en que el tipo de separación propuesto en el paradigma reformista se presente en su forma canónica. A pesar de que la separación se establezca formalmente en la legislación, la acción del Estado siempre puede dar lugar a claros conflictos de interés. Esto se origina en la incapacidad de cualquier gobierno racional para abstenerse de intervenir ante cualquier circunstancia y, por tanto, en la naturaleza necesariamente imperfecta de su compromiso. Ya comentábamos anteriormente que deben distinguirse aquellas circunstancias en las que el tremendo costo político en que incurriría el gobierno si no interviene, como aquellas en las que la seguridad del suministro se pone en cuestión o que implican alzas desproporcionadas en los precios, parecería justificar temporalmente la rotura del compromiso, de otras que simplemente reflejan un comportamiento oportunista del gobierno. La importancia de esta distinción, no siempre fácil de hacer debido a que a menudo los lobos se visten con pieles de oveja, radica en la oportunidad que existe para adoptar un diseño que minimice la ocurrencia de sucesos que puedan usarse como excusa para romper el compromiso.

En algunos casos, especialmente durante los años iniciales del proceso de separación, la empresa estatal continúa prestando directa o indirectamente las funciones de regulación y de política por la debilidad de los ministerios y los reguladores. En estos casos insistir en la separación estricta en el corto plazo puede ser una quimera. Por consiguiente, si bien es importante el análisis de los elementos formales de la separación, es en la identificación de estos conflictos de interés, en su importancia potencial y en la propuesta de soluciones viables que los minimicen donde vale la pena concentrar el trabajo del investigador.

Las dificultades descritas son un recordatorio de que una implantación del programa reformista está sujeta a una serie de compromisos exigidos por las posibilidades concretas de cada país. Además de una evaluación cuidadosa de dichas posibilidades, el reformista debe estar preparado para evaluar las disyuntivas que continuamente se presentan, procurando minimizar el impacto negativo de los inevitables conflictos de interés ocasionados por la necesidad de tener que convivir con el Estado como empresario todavía por

mucho tiempo. En consecuencia, después de un breve resumen del alcance de la participación del sector privado en el sector eléctrico de la región y de una discusión sobre las dificultades para aplicar la regulación que recomiendan los libros de texto, esta sección termina con un análisis pragmático de los conflictos de interés originados en los múltiples papeles del Estado.

### ***La presencia continua del Estado como empresario***

Quince años después de iniciarse las reformas, la participación privada en el sector de la electricidad dista mucho de ser uniforme en la región, tanto entre países como entre segmentos del sector, pero el Estado continúa siendo empresario en todos los países excepto Chile (véase figura 2.1). Por otra parte, con excepción de Paraguay y Uruguay, el sector eléctrico de ningún país es de propiedad exclusivamente estatal. En algunos países, como Costa Rica y México, y hasta el momento Ecuador, la participación del sector privado se limita a una porción minoritaria en el segmento de generación mediante los llamados contratos de compra garantizada de energía (PPA, en su sigla inglesa), posibilidad que también existe en Uruguay al menos en la legislación.

Esta persistencia del Estado como empresario se puede atribuir a una posición ideológica, a compromisos contraídos durante la aprobación de la ley por razones pragmáticas, a la falta de jurisdicción del gobierno central sobre todos los activos o a la falta de apetito del sector privado para participar, ya sea por la ausencia de un marco regulador adecuado, por errores en el proceso de privatización o simplemente por agotamiento del capital político que permitió iniciar el proceso. Así, en Costa Rica y México el legislativo ha bloqueado las propuestas del ejecutivo por razones ideológicas, mientras que en Uruguay el ejercicio de la democracia participativa ha tenido como resultado el mandato de que las empresas del sector permanezcan en manos del Estado. Consideraciones estratégicas, muchas veces no bien justificadas, han llevado a algunos países a mantener en manos del Estado activos específicos, como la generación nuclear en Argentina y Brasil y la generación hidráulica en El Salvador<sup>4</sup>, Guatemala, Perú y la República Dominicana. En ocasiones, el Estado se ha reservado la propiedad de las hidroeléctricas para utilizarlas como instrumentos para la aplicación de políticas sociales o

<sup>4</sup> También la geotérmica en este país hasta fecha reciente.

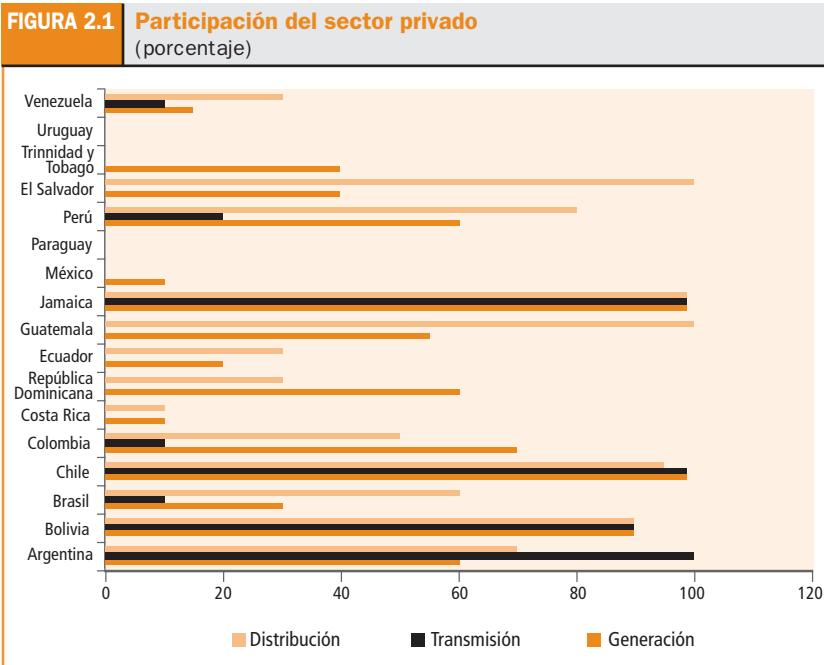
para mantener cierto control sobre el mercado, como es el caso de Guatemala y Honduras.

En muchos países que han adoptado el modelo de mercado y han privatizado algunos de sus activos, la propiedad parcial o total del segmento de transmisión continúa en manos del Estado por diversas razones, pero principalmente por consideraciones de tipo estratégico. Existe cierto consenso sobre la conveniencia de un tratamiento centralizado de la expansión de la transmisión por un ente gubernamental. Además, las características del negocio de la transmisión, con menor volumen de inversión, sin contacto directo con el público, con relativamente menos oportunidades de empleo que la distribución y de negocios que la generación, parecen haberlo protegido de los intereses clientelistas. Sin embargo, el desempeño de las empresas estatales de transmisión no siempre ha sido satisfactorio y en algunos casos es remunerado por debajo de los costos para poder ejercer control sobre los precios. Cuando se trata de proyectos binacionales de generación de gran tamaño, como es el caso de los proyectos de Itaipú, Yaciretá y Salto Grande, no es muy práctico pensar en su privatización. En otras ocasiones, a pesar de la intención del gobierno central de privatizar, los activos pertenecen a entes territoriales sobre los que aquél no tiene jurisdicción, como es el caso de las empresas municipales en Colombia, de las provinciales en Argentina y de algunas en Brasil. Finalmente, en varios casos el lento desarrollo de la reforma permitió a grupos de interés atrincherarse y bloquear el proceso, como ocurrió en Brasil con la generación hidráulica durante el gobierno de Fernando Henrique Cardoso, o dificultades propias de los proyectos impidieron aprovechar la oportunidad, como fue el caso de ISAGEN y las distribuidoras públicas en Colombia. Naturalmente, también la falta de credibilidad del proceso de reforma y la disminución del apetito de los inversionistas extranjeros han estado detrás del fracaso de algunos intentos de privatización, como es el caso de Ecuador.

Ha corrido con diversa suerte una modalidad interesante de participación privada, la llamada *capitalización*, utilizada inicialmente en Bolivia y luego imitada en Colombia y la República Dominicana, que consiste en la adquisición por el sector privado de interés dominante, generalmente cercano al 50%, en el valor de la empresa a condición de aportar capital que puede emplearse ya sea en el servicio de deudas excesivas como en la ejecución de un programa de expansión acordado. Mientras los observadores coinciden en el éxito de la capitalización del sector boliviano y de la Empresa de Energía de Bogotá, la capitalización de las empresas del sector

eléctrico en la República Dominicana ha sido un fracaso por una diversidad de razones, siendo la más importante la debilidad de las instituciones.

El desempeño de las empresas que continuaron bajo el control del Estado ha sido, con algunas brillantes excepciones, similar al de antes de las reformas aun en países que han adoptado marcos reguladores modernos. La gran mayoría de las empresas de distribución sigue teniendo elevadas pérdidas, tanto técnicas como por fraude o deficiente medición y facturación, debido a la falta de una estructura de gobierno adecuada e interferencias de tipo político. Igualmente, la utilización de las empresas de propiedad estatal para cumplir objetivos diferentes a los puramente empresariales continúa siendo un problema endémico en la región, como lo ilustran los ejemplos mencionados en los párrafos anteriores. Como se comenta en el capítulo 8, las tarifas al consumidor final son insuficientes para financiar la expansión y, en los casos en que la empresa estatal se emplea como vehículo para hacer transferencias a los grupos de bajos ingresos, esto se hace de una manera que afecta el desempeño financiero de la misma.



Fuente: Espinasa (2001), actualizado por el autor.

Naturalmente que existen excepciones a esta regla. En el capítulo 6 se comenta el caso de las Empresas Públicas de Medellín, al que habría que agregar el del ICE en Costa Rica y el de ISA en Colombia. También se discuten algunas de las razones que subyacen a este comportamiento, así como las posibilidades de que sean sostenibles o reproducibles en otros ambientes. Adicionalmente, más adelante en este capítulo se examinan algunas medidas que facilitan la gestión independiente de empresas del Estado con criterios puramente comerciales y se plantea el caso de ISA.

### ***Las dificultades para regular según los libros de texto***

Al concluir el primer quinquenio del siglo casi todos los países contaban con organismos reguladores formalmente establecidos. Sólo uno de ellos, Guyana, había adoptado el sistema de regulación por contrato, modalidad adecuada a su tamaño y capacidad institucional. En Bolivia, Costa Rica, El Salvador, Jamaica y Panamá, un organismo multisectorial atiende dos o más servicios públicos, mientras que en Colombia y México, el organismo regulador se limita al sector de la energía, electricidad y gas natural. En la mayoría de los casos el regulador está también encargado de la vigilancia y control, con la excepción de Colombia y Chile, en los que esas labores corresponden a organismos diferentes. En Chile, el organismo regulador también ejerce algunas funciones de definición de política, mientras que el organismo que formula la política tiene funciones que competen a la regulación, además de las ya mencionadas de supervisión y control.

Por una variedad de razones, el desempeño, idoneidad, independencia y credibilidad de tales organismos han quedado por debajo de las expectativas en la mayoría de los casos. La tarea reguladora es de por sí difícil, pero lo es más cuando simultáneamente se tiene que crear la entidad, diseñar el mercado y ponerlo a prueba, y desarrollar el cuerpo de regulaciones estipulado por la ley. La creación de una cultura reguladora en países en los que no existía esta tradición es tarea difícil y toma bastante tiempo, especialmente cuando las instituciones complementarias y los recursos humanos no existen o son incipientes. Adicionalmente, en estas circunstancias la verificación de la idoneidad de los organismos reguladores no puede separarse de la pertinencia de la estructura del sector adoptado o, en forma más extensa, de la idoneidad de lo que se ha venido en llamar el sistema regulador (Brown, Stern y Tenenbaum, 2006), que comprende además todos los aspectos pertinentes a la actividad del regulador, como pueden ser las leyes, decretos y

regulaciones; todas las actividades de los organismos reguladores; todos los procesos de apelación; y las relaciones entre los organismos reguladores y todos los otros órganos del Estado sobre asuntos administrativos y de política relacionados con el sector.

Todo sistema regulador tiene dos importantes dimensiones: el *gobierno* y la *sustancia* (Brown, 2003). El gobierno regulador se refiere al diseño institucional y jurídico del sistema regulador, y constituye el marco dentro del que se producen las decisiones. El gobierno regulador está definido por las leyes, procesos y procedimientos que determinan las empresas, acciones y parámetros que deben regularse, las entidades gubernamentales que toman las decisiones de regulación y los recursos e información que éstas tendrán disponibles para ello. El *gobierno regulador* es el “*cómo*” de la regulación. La *sustancia reguladora* hace referencia al contenido de la regulación. Está constituida por las decisiones concretas, ya sean explícitas o implícitas, efectuadas por el ente regulador específico u otras entidades dentro del gobierno, en conjunto con la racionalidad que acompaña dichas decisiones. La *sustancia reguladora* es el “*qué*” de la regulación.

Algunos estudiosos de las reformas (Cubbin y Stern, 2004) han tratado de calificar la idoneidad y calidad de la regulación mediante una verificación de la medida en que satisfacen los requisitos de los libros de texto —independencia, idoneidad y transparencia—, con arreglo a aspectos formales de la legislación y composición del ente pero en forma independiente de las condiciones particulares, como el acervo institucional y la economía política del país en estudio, o sin tener en cuenta otros aspectos informales, como son ciertas creencias o reglas no escritas. Así, los autores desarrollan un índice de estructura de gobierno reguladora que incluye cuatro elementos: si existe una ley de electricidad o de energía; si el regulador es autónomo o es el ministerio quién actúa como tal; si el regulador se financia con aportes de los regulados o es financiado directamente por el presupuesto del gobierno; y si los funcionarios del organismo regulador y de las instituciones del mercado son remunerados en forma competitiva o están sujetos a las restricciones impuestas por la escala salarial del servicio civil. Los autores utilizan la información recogida en un análisis econométrico y concluyen que existen indicios de que los valores más altos de los indicadores de estructura de gobierno están asociados con una mayor utilización de la capacidad de generación.

Sin embargo, si bien los componentes del índice son pertinentes, pueden no ser suficientes, y existe un riesgo muy grande de utilizar estas

clasificaciones para calificar un país en particular, como lo demuestra un análisis cuidadoso de la clasificación obtenida realizado en un artículo reciente (Wallsten y otros, 2004). En efecto, en esta clasificación la República Dominicana aparece en el tercer lugar por encima de Colombia, y Chile está en uno de los lugares más bajos superando sólo a Ecuador. El desempeño del sector y la eficacia de la gestión reguladora en los países mencionados ciertamente no están correlacionados con este índice, como lo podría atestiguar cualquier conocedor del sector.

Parafraseando a Joskow (2000b), los sistemas reguladores y la institución reguladora deben diseñarse pensando en las personas que los implantarían y en el contexto en que deberían desempeñarse. Así pues, pasamos a examinar los factores del ámbito del gobierno regulador que han incidido en el desempeño de los organismos reguladores de la región, dejando de lado los aspectos de sustancia para ser tratados más adelante en las secciones dedicadas a temas específicos.

### **Autonomía, idoneidad técnica y captación**

La autonomía del regulador ha sido relativa. Los procesos de nombramiento no son muy transparentes y con frecuencia están manipulados por los gobiernos; por ejemplo, en varias ocasiones se han cambiado los reguladores a voluntad del gobierno. De cualquier manera, la autonomía de la entidad encargada de la regulación no es un fin en sí misma, se trata de un medio para garantizar a los inversionistas que el gobierno no obrará de forma oportunista, que se aplicarán las reglas de juego sin discriminación y que los empresarios no abusarán del consumidor. Lo importante es generar confianza en la capacidad de la institución reguladora para resolver los problemas y tomar sus decisiones sobre la base exclusiva de los hechos, lo que implica que dicho ente debe gozar de cierta inmunidad ante las presiones del gobierno, poder contratar libremente a los mejores reguladores y al personal idóneo, establecer procedimientos claros para la toma de decisiones, ser capaz de adaptarse a los cambios y ajustes que requiere un mercado que aún se encuentra en formación, adquirir compromisos creíbles y efectuar otros cambios relacionados con el estilo de regulación. En la medida en que se cumplan esas condiciones en el contexto de las restricciones constitucionales, será posible minimizar el riesgo de que el gobierno utilice a la autoridad reguladora de manera oportunista para afectar al inversionista privado.

Sin embargo, tampoco en estos aspectos ha habido mucha suerte. Así, en los países que financian el regulador a través de contribuciones de los usuarios se encuentran limitaciones para la utilización de su presupuesto, el cual debe ser aprobado por el ministerio como se documenta en los casos de Brasil y Colombia (véanse los capítulos 3 y 4). Igualmente, los casos de esos países ilustran un problema común a casi todos los países de la región: la remuneración adecuada de los reguladores ha encontrado muchos tropiezos por problemas de celos de las burocracias oficiales, que en general reciben salarios mucho más bajos. Pero otro problema ha sido el reducido universo de candidatos idóneos para las tareas reguladoras debido a las limitaciones impuestas por la remuneración, el sistema de incapacidades y el acervo de recursos humanos en general en el país. Si bien estas incapacidades podrían en principio ayudar a prevenir la captación por los regulados (durante los años iniciales de la reforma en Brasil los técnicos de la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL), el organismo regulador, eran funcionarios de las empresas reguladas en condición de préstamo), al limitar los candidatos calificados para regulador están contribuyendo a facilitar la captación técnica<sup>5</sup>. Naturalmente que de poco sirve poder satisfacer todos los requisitos formales si las funciones asignadas al regulador no le permiten atender los asuntos fundamentales de su competencia, como es el caso en algunos organismos de la región.

### **Dificultad de compromiso creíble por parte del Estado**

El supuesto inicial que los gobiernos podrían delegar asuntos críticos del sector en entes completamente independientes, mostrando así un compromiso creíble de que no actuarían de modo oportunista para favorecer sus empresas en dificultades financieras o para expropiar a los inversionistas privados, resultó demasiado optimista. En casi todos los casos en que se han presentado dificultades en la región el gobierno ha intervenido directamente por encima de los reguladores y numerosos testimonios indican que, con muy contadas excepciones, el verdadero poder de fijar las tarifas está en el

---

<sup>5</sup> En la República Dominicana, donde los requisitos establecidos en la ley prácticamente excluían para ser regulador a quien no fuera un antiguo funcionario de la compañía estatal, esto no bastó para que cuando el presidente lo quiso nombrara a un regulador sin experiencia en el sector. En Colombia ha sido difícil cambiar los requisitos que limitan severamente el conjunto de posibles reguladores.

gobierno<sup>6</sup>. Por tanto, como se indica más adelante, el mecanismo institucional para establecer este compromiso no ha sido muy exitoso. Esto puede explicarse por diversas razones, entre las que figuran la tradición legislativa; las dificultades durante la transición, que incluyen un período de aprendizaje de un procedimiento nuevo y un período de tiempo largo para que los reguladores puedan consolidar un prestigio; la tremenda importancia de las tarifas en los aspectos políticos; y la responsabilidad en última instancia del Estado para asegurar la continuidad del suministro. Aun en los casos en que formalmente el regulador es independiente y que se siguen las recomendaciones sobre autonomía presupuestaria y nombramientos, éstos no se han visto inmunes a intervenciones del gobierno cuando intereses políticos así lo ameritan.

### **Necesidad de flexibilidad**

Un sistema regulador es un contrato incompleto entre los reguladores y las empresas y, por tanto, la credibilidad del compromiso regulador contrapeza la flexibilidad requerida para acomodar circunstancias imprevistas y los cambios de intereses de los diferentes actores. Cuando la credibilidad es escasa, por ejemplo por la fragilidad del estado de derecho o la insuficiente protección de los derechos de propiedad, deben abandonarse las ventajas de una reglamentación flexible y sustituirlas por una regulación rígida. Esto explica la extrema rigidez de algunos sistemas reguladores de los sectores energéticos de la región que siguieron el ejemplo chileno. Los reformadores chilenos consideraron que era necesario consignar en la legislación todo el cuerpo de la regulación para garantizar a los potenciales inversionistas que su inversión no sería expropiada por el regulador, pero el logro de este objetivo tuvo un costo muy grande al impedir que el marco regulador pudiera responder oportunamente a los cambios del entorno, como se demostró trágicamente en la sequía de 1998 y 1999 que se describe más adelante.

La experiencia de California demuestra que la estructura de los mercados eléctricos es un asunto inacabado. Los ajustes son inevitables y la tarea que hay que acometer es crear un sistema que asegure que las normas se cambian cuando hace falta. Panamá y algunos estados de los Estados Unidos

---

<sup>6</sup> En Nicaragua, la Asamblea Legislativa recurrió a un micromanaje de la crisis eléctrica de 2004. A pesar de que en teoría el ente regulador gozaba de todas las cualidades deseadas, en la práctica no fue posible contar con reguladores eficaces.

han adoptado enfoques similares, estableciendo grupos de vigilancia de los mercados integrados por expertos externos e independientes para “institucionalizar el cambio” (Arizu y otros, 2001). Sus experiencias sugieren dos enseñanzas. Por un lado, los expertos deben ser vistos como actores independientes y objetivos. En países pequeños y medianos esto probablemente implica contratar expertos extranjeros. La mayoría de las personas con conocimientos en este campo y que vivan en el mismo país serán percibidas como sesgadas, al menos de entrada, debido a conexiones previas con la industria. Por otro lado, los expertos deben contar con un mandato amplio. Deben tener la obligación no sólo de evaluar el funcionamiento del mercado, sino también del operador del sistema y del regulador. Y deben estar habilitados para recomendar modificaciones de las normas y la estructura. Una excelente relación de la experiencia internacional y de las principales consideraciones que conviene tener en cuenta en el establecimiento de este tipo de instituciones se presenta en una reciente publicación del BID (Wolak, 2004b).

### **Transparencia en los procesos y en la rendición de cuentas**

Este axioma de los teóricos de la regulación ha sido también difícil de implantar. Si bien algunos países han hecho progresos en sus procesos de consulta con los agentes del sector y con el público, la transparencia en el proceso es algo que no es fácil de aceptar en culturas de código civil. En Colombia, sólo diez años después de aprobarse las reformas se reglamentó la ley 142 para establecer la necesidad de consultas con los interesados y rendir un informe de la gestión reguladora, así como una evaluación periódica de la misma por terceros. En Brasil, un informe de evaluación (Brown y de Paula, 2004) encontró que el regulador no estaba obligado a rendir un informe al Congreso y que los procedimientos adolecían en general de falta de transparencia. En ese informe los autores destacan la importancia de la transparencia en el proceso para la eficacia del trabajo del organismo regulador. Así, para asegurar que los desacuerdos se limiten a asuntos de sustancia y no a la imparcialidad y rectitud del proceso, es necesaria una explicación de las decisiones y del proceso mismo de discusión que permitió llegar a ellas, y para evitar recriminaciones innecesarias recomiendan igualmente que todas las pruebas presentadas para tomar las decisiones estén a disposición del público, ya sean documentos objetivos, opiniones o argumentos y, en general, toda la información pertinente, salvo circunstancias extraordinarias. Los problemas señalados de falta de rendición de cuentas y transparencia

en Brasil y Colombia conciernen también a Chile (Pollitt, 2004b). El estilo regulador en muchos casos es muy pesado, dominado por complicados procedimientos técnicos con fórmulas sensibles a los parámetros escogidos y de fácil manipulación, lo que hace más difícil un monitoreo objetivo del desempeño regulador. Según Pollitt, en el caso chileno, esto se explica por el sesgo que impuso la composición casi exclusiva de los entes por ingenieros, en particular en los años siguientes a su creación. En general, los mecanismos de resolución de conflictos son deficientes o inexistentes, los procesos de apelación muchas veces no son claros y con frecuencia se judicializan. La falta de cuerpos judiciales competentes para abordar la cuestión es notoria en Brasil (Brown y de Paula, 2004), pero también es un fenómeno corriente en todos los países de la región. Ante la presencia de numerosas demandas los reguladores se sienten impedidos para revisar sus fallos aun cuando su inconveniencia esté claramente demostrada.

### **Limitaciones de las instituciones complementarias**

El modelo regulador escogido es exigente respecto de instituciones complementarias como el sistema judicial competente para abordar los problemas, los organismos de vigilancia de la competencia, los organismos competentes de la definición de políticas y el estado de derecho, que en caso de no existir o funcionar inadecuadamente limitan en alto grado el potencial de los organismos reguladores para cumplir sus funciones. Los reguladores no operan en el vacío y su eficacia puede fortalecerse o debilitarse dependiendo del entorno regulador, que incluye todo el proceso gubernamental de verificaciones y balances, los sistemas judicial y legislativo, la regulación del sector financiero, la regulación y la política ambiental, los sistemas de resolución de conflictos y apelación, el sistema político y las relaciones con otros países y organismos multilaterales (Jamison y otros, 2005). Este tipo de preocupaciones no es nuevo, como puede apreciarse en la advertencia que se hacía en el documento de apoyo a la elaboración de la estrategia para el sector energía del BID, que se muestra en el recuadro 2.1; no obstante, cabía ser optimista en que los progresos en esta área serían constantes.

No es este el lugar apropiado para juzgar el avance en estos frentes en la región, pero otros trabajos especializados han destacado las carencias de los países en este sentido y una lectura de la prensa diaria se encarga de corroborarlas. América Latina tiene un déficit institucional que amenaza la consolidación de las reformas ejecutadas en el pasado reciente y la puesta en

**RECUADRO 2.1 La reforma del sector y el Estado**

La reforma del sector es parte fundamental de la reforma del Estado, la complementa y es complementada por las reformas en otros sectores. El momento oportuno para emprenderla, así como la velocidad de su ejecución, pueden estar condicionados por el avance en otros frentes. Si se pretende reemplazar un modelo basado en el monopolio estatal verticalmente integrado por un sistema competitivo basado en el mercado, debe contarse como mínimo con las instituciones y marcos jurídicos básicos para el funcionamiento de una economía de mercado. El éxito de este tipo de reformas depende, por tanto, del mantenimiento de un estado de derecho en donde los contratos sean respetados, los cauces de apelación estén bien definidos y los mecanismos para el control de monopolios sean fuertes. El establecimiento del nuevo marco regulador está estrechamente relacionado con la existencia y/o establecimiento del marco legislativo y judicial en las reformas generales y con el fortalecimiento y/o establecimiento de instituciones complementarias. Por otra parte, la experiencia indica que no es posible iniciar las reformas sin contar antes con un entorno macroeconómico estable. La falta de estos dos requisitos explica la demora de Brasil en emprender las reformas del sector energético a pesar de la prolongada crisis del sector y el riesgo de desabastecimiento que experimentó durante los años noventa.

*Fuente:* BID, 1998.

práctica de las llamadas reformas de segunda generación. Aspectos que se dan por sentado en otros países, tales como el estado de derecho, la existencia de derechos de propiedad claros y aceptados, un sistema judicial independiente y competente, mecanismos para la resolución pacífica de conflictos, el cumplimiento de los contratos y la calidad de las burocracias públicas, incluidos los entes que vigilan la competencia, faltan o están apenas en su inicio<sup>7</sup>.

<sup>7</sup> En un estudio empírico de desarrollo institucional, Burki y Perry (1998) demuestran que si bien América Latina y el Caribe han progresado en lo que respecta al cumplimiento de los contratos y al riesgo de expropiación, todavía están rezagados con respecto a otras regiones. De hecho, la región ha mejorado muy poco en el grado de corrupción y en la calidad de la burocracia. Estos resultados han sido confirmados por un estudio del Banco Mundial, que muestra que la región parece estar rezagada también en lo que respecta a la seguridad de los derechos de propiedad y la confiabilidad del sistema judicial. El estudio también demuestra que los países con sistemas jurídicos basados en el derecho civil (en particular aquellos inspirados en la tradición francesa, como la mayoría de los de los países de América Latina) han encontrado en general dificultades para proveer protección legal adecuada a los acreedores y accionistas minoritarios, lo que a su vez se traduce en mercados de capital muy débiles y concentrados que restringen las oportunidades para la inversión y crecimiento.

Por ejemplo, la ausencia de políticas de competencia y de autoridades de competencia idóneas en el mejor de los casos sobrecarga la tarea del regulador, ya pesada por sí sola, y en el peor de los casos la deja en manos de entes poco calificados para realizarla y fáciles de captar. En consecuencia, el número de opciones disponible de arquitectura del mercado es limitado. La inseguridad jurídica es un problema frecuente en nuestros países que se origina en las restricciones institucionales; no solamente puede desanimar a los inversionistas, sino lo que es peor, puede dar los incentivos equivocados a inversionistas sin escrúpulos para lograr sus objetivos de una manera poco transparente y en detrimento del desarrollo general del mercado.

Una dimensión adicional relacionada con la importancia del proceso de toma de decisiones de política en la sostenibilidad y permanencia de dichas medidas es el tema central del documento IPES 2005 del BID. En un capítulo en particular se analiza el efecto de la integridad de dicho proceso en el desempeño de los servicios públicos en cuatro países de la región (Bergara y Pereyra, 2005). Si bien una interpretación estricta de estas consideraciones podría llevar a conclusiones pesimistas sobre el futuro de la regulación en muchos países de la región, también podría aprovecharse para comprender las limitaciones del modelo y ponderar la importancia del progreso continuo y armonioso en todos los frentes.

### **Credibilidad y legitimidad**

En última instancia, e independientemente de cómo se llegue hasta allí, la eficacia de los reguladores depende fundamentalmente de la credibilidad y legitimidad de la institución. Ayala y Millán (2003) identifican éste como el problema fundamental para la sostenibilidad de la reforma en Colombia y sugieren la adopción de algunas medidas dentro del ámbito de las restricciones constitucionales y jurídicas que contribuirían a mejorarla. El apoyo político, jurídico y popular a este tipo de instituciones y cultura es clave para la supervivencia del sistema. Sin embargo, la legitimidad no depende tan sólo de la capacidad de los organismos reguladores para desempeñar sus funciones, sino también de las reglas jurídicas que definen su autoridad formal, la disposición de las cortes y otras organizaciones gubernamentales para reconocer y acatar estas reglas, y la creencia y aceptación por parte de las empresas, clientes, gobiernos extranjeros y organizaciones multilaterales de que dichos organismos son legítimos y competentes (Jamison y otros, 2005).

Por consiguiente, además de indicar un progreso continuo en la calidad de las instituciones, la identificación de las causas de los errores para evitar su repetición y la adopción de medidas que minimicen las oportunidades para conflictos de interés, que se comentan más adelante, es fundamental el desarrollo de la cultura reguladora a través de la divulgación y entrenamiento de los organismos judiciales y legisladores, así como del compromiso de la academia y organizaciones gremiales para el desarrollo del tema. Por último, para la legitimización del proceso es crucial el éxito que se tenga en la adopción de un sistema transparente de subsidios a los más pobres y en la aceptación por el público de que su establecimiento es una tarea que compete al Estado y no al regulador. A éste último tan sólo le compete el problema de lograr eficiencia mediante la aplicación transparente de los principios. La débil capacidad de pago de los consumidores pobres es un problema que compete a los gobiernos a través del diseño y financiamiento de un sistema de subsidios transparente y equitativo.

### ***Los conflictos de interés en los múltiples papeles del Estado***

Ante la dificultad práctica de lograr una separación como lo dicta la ortodoxia, el problema se transforma en cómo minimizar la ocurrencia y la gravedad del impacto negativo que tales conflictos de interés puedan tener para el desarrollo del sector. Los párrafos siguientes resumen el alcance de algunos de dichos conflictos en los países de la región y, en algunos casos, se sugieren medidas para mitigarlos.

### **Regulador y formulador de políticas**

Aun cuando es difícil trazar la frontera entre estas dos funciones, esta indefinición ha dado lugar a importantes conflictos en varios países. Los reguladores se quejan de que el gobierno está usurpando sus funciones y viceversa. Independientemente de que el gobierno esté representado con voz y voto en las comisiones de regulación, como es el caso en Colombia y Chile, o que sea una comisión compuesta sólo por expertos independientes, muchas veces las competencias del regulador y del ministerio no están claramente definidas debido a que las leyes son necesariamente incompletas y/o a fallas en la reglamentación de las mismas. El regulador, en sus funciones de velar por el consumidor, ¿puede considerar que debe regular en aspectos

que se refieren a estrategias de exploración y desarrollo de hidrocarburos, o limitar las exportaciones de los mismos? ¿Puede el ministerio definir por decreto asuntos que afectan de forma indirecta los costos de producción de un servicio regulado como la electricidad? La respuesta dependerá de la legislación y reglamentación, así como de las circunstancias de cada país, pero existen algunas reglas generales que definen ámbitos de lo que se llama la macrorregulación, a cargo del gobierno, y la microrregulación, competencia del ente regulador (Brown, 2003). Si bien un análisis de la legislación de los países, junto con la observación de su historia reciente y las condiciones actuales, permitiría identificar el potencial para que estas fallas pudieran dar lugar a conflictos de interés importantes, el manejo de los mismos a través de cambios en la legislación podría verse dificultado dada la reticencia de los gobiernos a abrir un debate parlamentario que podría llevar a consecuencias imprevistas. Aunque los conflictos no se limitan a los casos en los que por alguna razón el legislador previó la participación explícita del gobierno en el ente regulador, su manejo en estos casos requiere medidas adicionales dada la tentación permanente de confundir los dos papeles cuando son ejercidos por la misma persona. Un caso crítico es el ya mencionado de Chile, en que el regulador cumple simplemente el papel de consejero y el ministerio ejerce directamente funciones que son claramente competencia del regulador.

### **Regulador y empresario**

El Estado continúa desempeñando un papel importante como empresario en la mayoría de los países de la región, ya sea a través del gobierno central o de los entes territoriales. Una manera de manifestarse el conflicto de interés aparece cuando el ministro preside la junta directiva de una empresa y al mismo tiempo, en virtud de sus otras funciones, participa directa o indirectamente en decisiones relacionadas con la regulación o la definición de políticas en términos que afecten el desempeño de la empresa. En forma directa esto ocurre en muy pocos países, pues como vimos la gran mayoría tienen comisiones de regulación formadas por expertos independientes; de forma indirecta esto puede ocurrir cuando el ministro, o el mismo presidente, intervienen en las decisiones reguladoras o en la reglamentación de la ley, ya sea para favorecer una empresa del Estado o para controlar alzas en los precios por razones ajenas al funcionamiento mismo del sector. En el primer caso, el conflicto es más grave cuando el Estado participa en algunos segmentos, como puede ser el de generación de electricidad, en competen-

cia con el sector privado. La cultura reguladora apenas está naciendo en la región y cuando existen problemas de tarifas en más de un caso se ha visto una intervención directa del presidente ignorando que existe una instancia independiente que se encarga de ello.

Lamentablemente, sólo existe información anecdótica sobre el grado en que estos conflictos se presentan en la región, pero no sería difícil conocerlos, en el contexto de cada país, a través de un recuento de la historia reciente y consultando la opinión de los empresarios, analistas y otros interesados en el sector. En principio los conflictos de interés como regulador y empresario, en el caso de que el gobierno esté representado en la comisión de regulación, se pueden resolver con el establecimiento de un reglamento que defina claramente los casos en que el ministro o su representante se deban declarar impedidos para votar un asunto y mediante la adopción de reglas claras de gobernabilidad para las empresas del Estado, como se discute más adelante en el caso colombiano.

### **Como empresario y como formulador de políticas**

Ya mencionamos la frecuencia con que el Estado utiliza a sus empresas con fines distintos a la prestación misma del servicio, pero el conflicto de interés puede darse de manera más sutil cuando el gobierno, a través de diversas intervenciones, conceda a sus empresas un trato favorable en comparación con las empresas privadas que se disputan el mercado con ellas. Este peligro siempre existirá mientras el gobierno sea empresario en actividades que compitan con el sector privado, en particular en las situaciones en las que el gobierno recurra a su papel de garante final del servicio. A menudo, los gobiernos prefieren recurrir a intervenciones directas de inversión pública para garantizar la inversión futura que afrontar las reformas que producirían los incentivos para que el sector privado las realizara. Sin embargo, ciertos conflictos pueden mitigarse con el establecimiento de compromisos explícitos verificables y con la adopción de medidas de gobernabilidad en las empresas del Estado.

El principio implícito de estos acuerdos es evitar la utilización de la empresa para cumplir objetivos distintos de la prestación del servicio de una forma eficiente y financieramente sostenible, y se conoce en las publicaciones especializadas como corporatización. Las empresas de propiedad pública deben funcionar como negocios comerciales. Deben estar sujetas a tributación y pagar intereses, obtener tasas de rendimiento competitivas sobre el capital, enfrentarse a restricciones presupuestarias importantes, y

responsabilizarse de su propio presupuesto, endeudamiento, compras, contratación de personal y decisiones de remuneración. Su junta directiva debe ser responsable solamente de una operación comercial que arroje utilidad pública, que es el único objetivo legítimo de la compañía. Los gobiernos pueden contribuir a alcanzar objetivos nacionales a través de mecanismos transparentes sin poner en peligro la salud financiera o la integridad de la empresa. Solamente cuando se alcanza este objetivo los procedimientos reguladores pueden aplicarse por igual a las empresas propiedad del Estado y a las empresas privadas. Sin embargo, estas condiciones distan mucho de ser una realidad en los países de la región y existen numerosos obstáculos políticos para su implantación, como lo demuestran las dificultades experimentadas en Colombia que se describen en el capítulo 8.

Un ejemplo exitoso de corporatización es el caso de la empresa de transmisión ISA en Colombia, en la que el gobierno logró implantar un sistema de gobernabilidad de las empresas reforzado por la participación minoritaria del público a través del llamado proceso de democratización accionaria. El gobierno ha cumplido su compromiso de respetar los acuerdos de gobernabilidad de las empresas y los derechos de los accionistas minoritarios. A pesar de que el gobierno tiene la mayoría en la propiedad, la presidencia de la junta directiva corresponde al representante de los accionistas minoritarios. La empresa ha sido repetidamente seleccionada por Transparencia Internacional como líder en el país en este aspecto y su excelente gestión la ha convertido en una de las empresas más prósperas de la región, hasta el punto de participar como empresa privada en proyectos importantes en Bolivia, Ecuador y Perú, y, más recientemente, como accionista del proyecto Sistema de Interconexión Eléctrica para América Central (SIEPAC).

## La secuencia de las reformas

Antes de la reforma, la mayoría de las empresas de servicios públicos de América Latina eran empresas estatales integradas verticalmente. Por esta causa, los reformadores se ahorraron los debates sobre costos encallados (*stranded costs*)<sup>8</sup> que acosaron el proceso de liberalización en los Estados

---

<sup>8</sup> Son los costos en que se incurre para compensar a empresas que realizaron inversiones amparadas en las disposiciones del antiguo régimen regulador.

Unidos y Europa. No obstante, la secuencia en la ejecución de las reformas puede a su vez crear sus propios costos encallados condicionando el desempeño posterior del sector. La secuencia de reformas predicada por la documentación sobre el tema comienza con el establecimiento de un marco regulador sólido, continúa con la reestructuración de los activos públicos y la organización de los mercados y finaliza con la privatización, primeramente por el segmento de distribución. Esta secuencia tiene muchas ventajas: permite al sector desarrollar la estructura deseada, facilita la privatización proporcionando señales claras a los inversionistas, garantiza la existencia de compradores financieramente sólidos en los mercados mayoristas y evita la presencia de empresas estatales compitiendo con empresas privadas.

Lamentablemente, la oportunidad de introducir la reforma es generalmente muy breve, y una mezcla de factores, como la herencia histórica, la ideología y razones fiscales, define la secuencia efectiva en oposición a la secuencia ideal. Adicionalmente, casi sin excepción las reformas que finalmente se adoptan distan mucho de las que tenía en mente el reformador por razón de los necesarios compromisos y compensaciones que es preciso realizar para obtener el apoyo legislativo. Esos compromisos introducen restricciones adicionales que afectan de una manera directa o indirecta la implantación de las reformas con costos que muchas veces no se harán visibles hasta un tiempo después.

Algunos expertos sugieren que existe una secuencia racional en la forma como se procede a privatizar. Así, por ejemplo, se dice que primero deben privatizarse las empresas de distribución, pues es allí donde están las mayores posibilidades de obtener ganancias en eficiencia y porque son el primer eslabón de la cadena que genera el efectivo; de poco vale tener generación privada si no hay quien compre la energía. Otros afirman que el proceso se hizo por necesidades de caja y que se privatizaron primero las empresas más eficientes porque ofrecían las posibilidades de obtener mayores precios. Lo cierto es que, como se indica más adelante, la secuencia que efectivamente se tomó obedece más a razones particulares para cada país que a un patrón general. En Chile, donde el gobierno no tenía ninguna restricción, se empezó por las empresas de distribución del sistema central y se continuó luego con las de generación. En Argentina se privatizaron simultáneamente las empresas de generación y las de distribución propiedad del gobierno federal, que eran las únicas en las que éste tenía jurisdicción, pero dejando fuera los entes binacionales que requerían acuerdos con otros países y la generación nuclear por razones de

tipo estratégico y seguridad. En Colombia, el gobierno privatizó primero las empresas de generación que controlaba, pero demoró la privatización de las empresas de distribución en las que también tenía el control y las de CORELCA por razones de política regional. La privatización de las empresas municipales sólo pudo efectuarse en el caso de EEEB cuando razones financieras y un alcalde audaz lo permitieron. En Nicaragua se privatizó primero la distribución pero se estancó luego la privatización de la generación existente por razones de la evolución del mercado. Igual secuencia ocurrió en Brasil, donde el gobierno no pudo continuar con la privatización de la generación, como lo tenía planeado, por oposición de las burocracias de las empresas estatales en alianza con los políticos locales. En Panamá se privatizaron simultáneamente todos los segmentos y, como ya se ha mencionado, muchos países, como El Salvador, Guatemala y Perú, se reservaron la propiedad de la generación hidráulica por razones diversas.

### ***La secuencia de las reformas según el libro de texto***

Cómo lograr la participación de inversionistas privados fue siempre una preocupación principal de los reformadores chilenos. La dificultad de esta tarea no podría sobreestimarse dada la novedad del modelo propuesto, aun en economías desarrolladas que contaban con las instituciones de mercado y tradiciones jurídicas que tal tipo de modelo exigía. Los reformadores chilenos eran conscientes de que tal esfuerzo requería tiempo y paciencia, además de imaginación. Afortunadamente para la reforma, aunque costosa en otros términos, la existencia de un régimen autocrático les permitió disponer del tiempo y los medios necesarios para desarrollar el plan en etapas. Así, mucho antes de hablar de participación del sector privado se empezó un proceso bien estructurado de corporatización de los monopolios estatales acompañado de la adopción de una política tarifaria basada en los costos marginales obtenidos con la ayuda de modelos matemáticos especialmente adaptados a la composición de su parque generador, que incluía una central hidroeléctrica con un embalse de regulación plurianual. Estos elementos fueron incorporados en una ley muy detallada, aprobada en 1982, que dejaba muy poca discrecionalidad al regulador y que, dado el sistema político vigente, era muy difícil de modificar. Un importante aspecto de esa ley, que a menudo no tienen en cuenta los analistas, es que la independencia del regulador está muy lejos de los estándares que ordi-

nariamente se piden en otras latitudes, puesto que estas funciones las ejerce la Comisión Nacional de Energía, integrada por miembros del gabinete, que simultáneamente desempeña buena parte de las funciones de definición de políticas. De nuevo, dadas las condiciones vigentes en Chile, esta peculiaridad no parece haber afectado en forma importante la percepción de los inversionistas.

Una vez completado el proceso de corporatización, y previamente al proceso de reestructuración, el Gobierno chileno aseguró la expansión de la generación requerida durante el crítico período de transición mediante la contratación con prestamistas multilaterales, principalmente el BID, de los préstamos requeridos para financiar importantes desarrollos hidroeléctricos. Sólo entonces la distribución fue separada de la generación y se inició el proceso de privatización. Para ello, el gobierno dispuso incentivos generosos para la participación de grupos financieros locales y empleados de las empresas privatizadas, que más tarde tomarían el control de los mayores inversionistas, los fondos de pensiones. A esto siguió pronto la generación, con la ausencia notable de inversionistas extranjeros. Los inversionistas llegaron a Chile sólo años más tarde y compraron activos existentes a precios elevados además de invertir en algunos nuevos proyectos de generación. Al éxito de la privatización y de la inversión posterior en plantas nuevas contribuyó en buena medida la garantía dada a los inversionistas, que incluía entre otros aspectos un espacio limitado para la competencia, como se verá más adelante.

### ***Los compromisos son necesarios para aprobar la reforma pero tienen su precio***

A pesar de que en Colombia el proceso empezó con el establecimiento del marco regulador y el organismo regulador, además del fortalecimiento de instituciones complementarias facilitadas por la adopción de la nueva Constitución, los compromisos necesarios para aprobar la legislación impidieron inicialmente privatizar las empresas distribuidoras, que permanecieron sujetas a los incentivos y la influencia política del antiguo régimen. En consecuencia, esas empresas no experimentaron mejoras en sus indicadores de gestión y mantuvieron elevadas pérdidas eléctricas y costos de personal. Si bien este desempeño deficiente proporcionó la justificación para vincular capital privado a las empresas de generación y distribución de Bogotá y a las de distribución de la costa del Caribe, este ejemplo no

pudo repetirse en otras partes por razones de tipo político que se exponen en el capítulo 4.

***Para aprovechar las oportunidades, algunas veces es necesario tomar atajos***

El éxito logrado por Chile en su transición al nuevo sistema, que le permitió involucrar al sector privado sin poner en peligro el abastecimiento del mercado, animó a otros países a seguir su ejemplo. Lamentablemente, las condiciones que permitieron a Chile seguir la secuencia correcta de las reformas no estuvieron disponibles para los demás países, que se vieron obligados a apartarse de la misma. Consideraciones de tipo fiscal indujeron a Argentina a privatizar la empresa estatal Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires (SEGBA), que servía el mercado de esa área, antes de que pudiera ponerse en marcha el nuevo marco regulador y las instituciones del mercado. Estas limitaciones se suplieron ofreciendo a los inversionistas en generación contratos iniciales de una duración de 8 años y tarifas holgadas para los inversionistas en distribución que no se revisarían hasta 10 años después. Pero estas restricciones fueron afortunadamente episódicas, puesto que la separación vertical de los segmentos del mercado fue seguida del establecimiento del ente regulador y del mercado que permitieron el desarrollo de un mercado competitivo en la generación y la atracción de nuevas inversiones<sup>9</sup>, aunque ésta fue menos exitosa en lo que respecta a la transmisión.

Sin embargo, tomar atajos puede ser costoso. En Brasil, el proceso de reforma comenzó con la privatización de las empresas de distribución, lo cual fue acertado, pero se hizo sin completar el marco regulador ni establecer el mercado mayorista. Este retraso en la puesta en marcha de instituciones clave, sumado a otros obstáculos al proceso, como la fuerte oposición a la privatización de las empresas de generación liderada por los burócratas de las empresas estatales en concierto con políticos locales, condujo finalmente a una parálisis en las inversiones en nuevas plantas de generación en los momentos en que más necesarias eran para el sistema.

---

<sup>9</sup> Favorecidas por el desarrollo de las reservas de gas natural, posibilitado por las reformas en este sector, y por el buen clima para los negocios resultante de la nueva estabilidad macroeconómica asociada con el programa de convertibilidad.

A principios de los años noventa, varios países centroamericanos y caribeños faltos de recursos para invertir en nuevas plantas necesarias para evitar racionamientos en el servicio no podían esperar a la reforma para atraer al sector privado. En consecuencia, recurrieron a una modalidad en boga en este momento, eso es, contratar el suministro de energía con el sector privado mediante contratos del tipo construcción-operación-propiedad (BOO, por sus siglas en inglés) o construcción-operación-transferencia (BOT, por sus siglas en inglés) antes de comenzar las reformas propiamente dichas. La falta de un marco regulador claro y la urgencia de estas operaciones permitieron a los productores de energía independientes obtener elevadas tasas de rendimiento sobre la inversión e imponer condiciones inflexibles, como los contratos firmes de compra (sin derecho de rescisión), que agudizaron los problemas financieros de las ya deficitarias empresas estatales. La mala fama de esos contratos se vio acrecentada por la falta de transparencia en sus adquisiciones, lo que dio lugar a numerosas acusaciones de corrupción. El impacto financiero de estos contratos en el sector se hizo sentir hasta muchos años después de iniciarse las reformas por las fallas en la asignación de los costos encallados, como ocurrió en Guatemala (Benavides y Dussan, 2004).

No todos los contratos de compra garantizada de energía (PPA) tuvieron los problemas destacados en el párrafo anterior. Algunos PPA contratados en Colombia, si bien a costos elevados dadas las características de la emergencia, se hicieron mediante procesos transparentes y compatibles con la operación del mercado. En México, estos contratos constituyeron la única alternativa posible para vincular el sector privado, dadas las restricciones constitucionales y políticas para avanzar con la reforma.

### **Mercados competitivos sin menoscabar la seguridad del suministro**

El establecimiento de mercados eléctricos competitivos fue uno de los principales elementos del paquete reformista considerado como necesario para lograr los objetivos de eficiencia económica sin sobrecargar la carga reguladora, pero, como es el caso en otras partes del mundo, se ha convertido en una tarea más difícil de lo que se preveía. Además de los múltiples problemas de aplicación que han acosado a los mercados de los países desarrollados, América Latina se enfrenta a sus propias dificultades.

El tamaño reducido de los mercados, el riesgo de país y el comportamiento estratégico de los grandes inversionistas hacen difícil alcanzar el mínimo de competidores necesario para que el mercado sea competitivo. Al aumentar la competencia que mantiene los precios bajos, aumenta también el riesgo de los inversionistas y se pierde la estabilidad que generalmente buscan quienes financian los proyectos de infraestructura. En diversos países, un mercado que crece a tasas considerables y la dependencia con respecto a los recursos hidroeléctricos constituyen condiciones propicias para que el sistema sufra restricciones de energía en forma periódica, en lugar de potencia, aumentando así la volatilidad de los precios y el potencial para algunos agentes de ejercer una posición dominante en el mercado. En otros, la falta de recursos humanos, la ausencia o debilidad de las instituciones que controlan y regulan la competencia y la función ambigua del poder judicial han dificultado la supervisión de la competitividad del mercado y la aplicación de las regulaciones.

En esta sección no se pretende presentar una evaluación exhaustiva del desempeño de los mercados competitivos de electricidad en la región, tarea que excede con creces nuestros objetivos, sino tan sólo proporcionar algunos elementos de utilidad en la identificación de los problemas que los acechan y de los desafíos que deben superar para cumplir el cometido previsible. En consecuencia, la sección se inicia con una descripción de las expectativas que se tenían al inicio de la reforma, recurriendo principalmente a los textos de los documentos de la Política de servicios públicos domiciliarios del BID. A continuación, se describen en forma somera las estructuras del sector y los diseños de los mercados mayoristas existentes en la región, con algunos aspectos de su desempeño, para pasar luego a discutir un conjunto de problemas que de alguna forma explican la desproporción entre expectativas y desempeño. Se concluye con una reflexión sobre las dificultades que experimentan los mercados para ajustar sus modelos a mitad de camino, dejando otros detalles para los capítulos siguientes.

### ***Las expectativas de los reformadores***

Para muchos reformadores de los años noventa resultaba claro que, si bien la competencia ofrecía oportunidades para mejorar la eficiencia, tampoco se tenían ilusiones sobre la posibilidad de lograr un mercado competitivo semejante al que se observa en los bienes básicos; bastaba con que la competencia fuera “práctica”, es decir, que fuera viable aunque no perfecta (BID, 1996b).

La competencia es una cuestión de grado, no simplemente una cuestión de “sí” o “no”. La verdadera pregunta es si es posible crear una “competencia práctica”. Hasta el momento no se ha desarrollado un estándar general de lo que es un mercado con “competencia en la práctica”, lo que hace imprescindible efectuar un juicio calificado basado en la evaluación de las barreras a la competencia y en el desempeño del mercado. Con el desarrollo de la tecnología en el sector eléctrico la competencia *en el mercado* sólo puede obtenerse en los segmentos de generación y comercialización, y el alcance de la misma, tanto en el mercado mayorista como en el minorista, depende de las características de cada mercado. Los segmentos de transmisión y distribución constituyen monopolios naturales en donde sólo es posible una competencia *por el mercado* en el momento de adjudicarse la concesión y tanto las tarifas como los aspectos técnicos son fijados por el regulador.

Aún en los segmentos en que es posible una competencia *en el mercado*, debido a la incapacidad de almacenar la electricidad, la necesidad de mantener en cada momento condiciones adecuadas de voltaje y frecuencia en la red para que no se caiga el sistema, la relativamente poca o nula participación de la demanda, los tiempos necesarios para traer nueva generación al mercado y otros factores hacen que el mercado eléctrico deba ser un mercado centralizado y organizado y que diste mucho de parecerse a los mercados de bienes básicos (*commodities*) con los que originalmente se le comparó. Así lo reconocieron los diseños iniciales tanto en los países pioneros como Chile e Inglaterra como en sus sucesores inmediatos. Sin embargo, estas limitaciones hacen que existan oportunidades muy grandes para ejercer un poder dominante en el mercado que en un principio no fueron suficientemente valoradas.

No obstante, mientras en ciertos segmentos del mercado puede resultar imposible la competencia, en otros puede obtenerse. En un mercado pequeño, en donde es difícil crear competencia de precios en el suministro, puede ser posible conseguir competencia en la inversión en nueva capacidad y en la operación de las instalaciones existentes. El documento ya mencionado (BID, 1996b) daba pautas claras en este sentido: “En la mayoría de los países grandes y medianos de la región es factible que haya *competencia en el mercado*, si bien la competencia en la oferta está limitada a los consumidores grandes y medianos. En cambio, en los países pequeños y en algunos países medianos, todavía no es factible la *competencia en el mercado*, a pesar de las mejores posibilidades que crean los cambios tecnológicos recientes, del aumento en el tamaño del mercado por razón de las interconexiones y de la

utilización más generalizada del gas natural. En la rama de generación, la *competencia por el mercado* se logra adquiriendo capacidad adicional para la empresa de distribución, o un organismo del gobierno, por la vía de mecanismos BOO (construcción, operación, propiedad) o BOT (construcción, operación, transferencia). Los servicios de transmisión y distribución son monopolios naturales que no dan lugar a competencia en el mercado. Podría producirse *competencia por el mercado* cuando las empresas individuales compiten por el derecho a una concesión que se subasta en forma periódica para promover la pugna”.

A su vez, el documento de apoyo a la estrategia de energía (BID, 1998) afirmaba lo siguiente: “Aumentar la competencia para buscar mayor eficiencia puede reducir los incentivos para la participación del sector privado en la fase inicial. El mayor nivel de competencia trae en el largo plazo mejores precios para el consumidor, pero puede aumentar el riesgo percibido por los inversionistas y retardar la inversión en el corto plazo. La credibilidad del sistema de intercambio de energía en un sistema eléctrico es un factor clave para el funcionamiento del mismo del sistema competitivo pero su maduración puede tomar un tiempo considerable”.

Existía cierto consenso entre los reformadores en cuanto a que para poder aprovechar los beneficios de la competencia era preciso separar los segmentos potencialmente competitivos del mercado de los que constituyen monopolio natural, porque de otra manera el conflicto de interés se agrava y la tarea del regulador se complica cuando un participante que tenga intereses en todos los segmentos utilice el segmento regulado para aumentar su capacidad de ejercer *poder de mercado* en el segmento competitivo. De particular importancia es la propiedad del sistema de transmisión pues su control por parte de agentes generadores puede limitar el libre acceso de competidores. También era clara la necesidad de contar con muchos competidores, lo cual no era posible sin romper la estructura de monopolio horizontal de la generación repartiendo la propiedad de las plantas individuales. “Es esencial la separación vertical de las actividades de generación, transmisión y distribución y justifica la competencia en el mercado en la rama de generación. En países grandes y medianos de la región, en los cuales es factible la competencia en el mercado, los beneficios que resultan de ésta en general son mayores que las pérdidas en economías de escala y en la diversificación que se asocian a la separación vertical. No obstante, ese no es el caso de los países pequeños en los cuales las economías de escala pueden ser significativas y pocos los beneficios que se derivan de la competencia

en comparación con las pérdidas de economías de escala y diversificación. En estos casos, puede ser beneficioso mantener la integración vertical, al menos por ahora. Para asegurar la competencia en los mercados de energía de envergadura, es fundamental que exista un número mínimo de empresas de generación de tamaño similar” (BID, 1998).

Sin embargo, en su momento la idea de una separación completa de los segmentos que implicara necesariamente la venta de activos a propietarios sin ningún vínculo no era universalmente compartida. Algunos pensaban que bastaba con la sola separación contable. De todas formas, aun en el caso de necesidad de vender no se anticipaban muchos problemas dada la propiedad estatal de las empresas.

Se reconocía igualmente el papel fundamental que desempeña el sistema de transmisión del operador del mercado y del tipo adecuado de diseño: “La *competencia en el mercado* está fundamentada en la existencia de un mecanismo adecuado para la integración en red que facilite las transacciones financieras y físicas. Es esencial para la sostenibilidad del sistema que el mecanismo represente las características técnicas del mercado, especialmente en los sistemas hidroeléctricos, y que se pueda operar de manera precisa. La piedra angular del mercado competitivo es la selección y puesta en funcionamiento de un sistema adecuado para la operación de la red eléctrica. Los países utilizan distintos modelos. Las condiciones especiales de los sistemas que dependen en su mayor parte de la hidroelectricidad constituyen un problema especial [...] El libre acceso a las redes de transporte es una condición básica para la competencia, con la cual no siempre se cumple [...] La existencia de sistemas de transmisión y de generación de integración vertical es uno de los obstáculos principales a la competencia”.

Como podrá apreciarse en las secciones siguientes, por una diversidad de razones no todos los países de la región tuvieron en cuenta las advertencias consignadas en los párrafos anteriores. Si bien los resultados se encargaron de confirmar que dichas advertencias no fueron hechas en vano, también reflejan dificultades no imaginadas por los reformistas más precavidos, como se ilustra a continuación.

### **Las estructuras del sector eléctrico**

A principios de 2005, todos los países de la región —con la excepción de Guyana y Jamaica, que han optado por mantener un sector verticalmente integrado; Paraguay, en donde de hecho existe la separación con generación

pero la competencia en este segmento es irrelevante dada la existencia de megaproyectos; y México, que afronta problemas constitucionales para adelantar la reforma— han adoptado una forma de desintegración vertical que trata de separar los segmentos regulados de aquellos donde la competencia es posible, aunque algunos no han avanzado mucho en su implantación. Las decisiones de Guyana y Jamaica de mantener un sistema verticalmente integrado podrían justificarse por razones de tamaño del mercado y también es posible que otros países pequeños que abandonaron su estructura de integración vertical hubieran tenido mejor suerte si no lo hubieran hecho. A pesar de las advertencias de algunos (BID, 1996b) sobre la importancia del tamaño del mercado para definir el alcance de la competencia, en general los países fueron muy optimistas en cuanto a la posibilidad de lograr *competencia en el mercado*.

Por otra parte, muchos de los países que establecieron mercados competitivos no avanzaron lo suficiente en la segregación efectiva al exigir solamente la segregación contable y otros dejaron las puertas abiertas a la reintegración al permitir las adquisiciones y fusiones de empresas. A pesar de que la propiedad de las empresas estaba mayoritariamente en manos del Estado, no fue posible fragmentarlas adecuadamente debido a que muchas de ellas eran propiedad de los gobiernos municipales o estatales sobre los que los gobiernos no tenían jurisdicción. En algunos países los gobiernos mantuvieron la propiedad estatal de centrales hidroeléctricas y las operaron con un criterio común que no era compatible con la competencia en el mercado.

El ejemplo de Argentina, que reestructuró su sector y estableció restricciones para el control indirecto de la propiedad con el fin de aumentar el alcance para la competencia en aquellos segmentos donde ésta fuera posible y deseable, no fue repetido con éxito en la región<sup>10</sup>. En Chile, la estructura del sector permaneció altamente concentrada tanto vertical como horizontalmente. Buscando un tamaño mínimo empresarial que permitiera desarrollar grandes proyectos hidroeléctricos, el gobierno mantuvo la mayor parte de los activos de generación, los derechos de agua y la totalidad de la transmisión troncal del sistema central en manos del grupo empresarial Endesa. Ese grupo llegaría más tarde a controlar, mediante audaces manio-

<sup>10</sup> Los cambios en la tecnología de generación, como la turbina de gas y la disponibilidad de este combustible en Argentina, habían reducido la importancia de las economías de escala y permitieron elevar el número potencial de participantes.

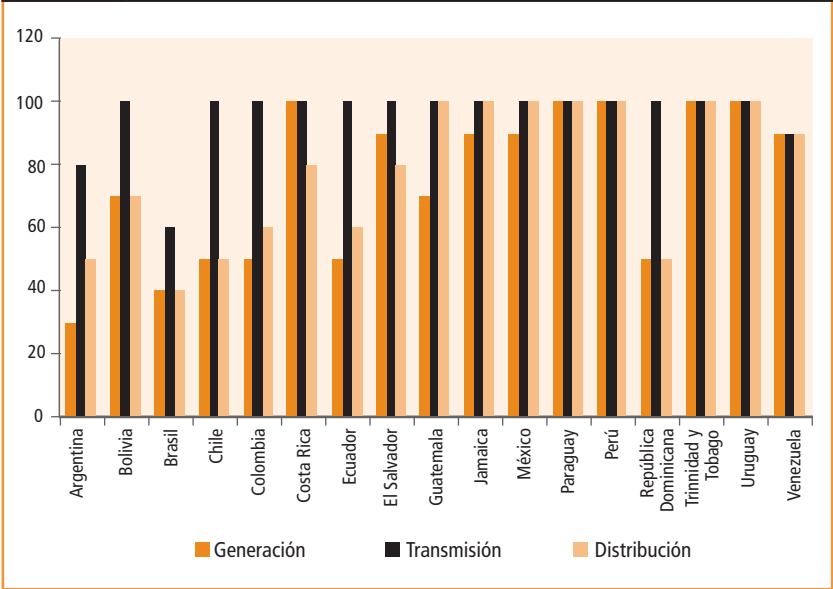
bras financieras, más del 70% de la generación, el 60% de la distribución y la totalidad de la transmisión del sistema central chileno. Si bien El Salvador y Guatemala reestructuraron su mercado, no establecieron restricciones a la compra de activos en diferentes segmentos, lo que llevaría finalmente a invalidar el logro inicial. AES, un inversionista que controla cerca del 75% del mercado de distribución en El Salvador, ha anunciado la construcción de una nueva planta de generación, en forma similar a como lo hizo antes en la República Dominicana. En Colombia, la integración vertical en empresas municipales se mantuvo como parte del proceso de negociación de la reforma, y se reprodujo en empresas privadas, ya sea como producto de las privatizaciones o de las fusiones de grupos empresariales; las empresas están obligadas solamente a mantener una separación contable y aunque existen limitaciones a su participación en el mercado de generación éstas han sido demandadas por las empresas<sup>11</sup>. En Brasil, se relajaron las restricciones a la integración vertical entre generación y distribución para facilitar la inversión en generación en el momento de la transición.

En Perú, a pesar de que las leyes de electricidad, y de antimonopolios y antioligopolios prohibían la concentración en diferentes segmentos del mercado y limitaban rigurosamente la integración de la industria, en la práctica se observó concentración tanto horizontal como verticalmente como resultado de las fusiones de grupos empresariales que controlaban diferentes firmas del sector (Bergara y Pereyra, 2005). Esta incoherencia patente entre realidad y reglas fue resuelta cambiando las reglas ante la mirada complaciente del resto de la sociedad.

Como resultado, la generación de electricidad en casi todos los países latinoamericanos está muy concentrada. Los tres productores mayores de Argentina y Brasil, donde la competencia está más desarrollada, controlan el 30% y el 40% del mercado nacional, respectivamente. En otros países, esta medida de concentración es del 50% o más (figura 2.2). La concentración también es elevada en los segmentos de monopolio natural.

<sup>11</sup> Los límites también existen para las empresas distribuidoras, en donde no existe competencia en el mercado. Los críticos exponen que esta restricción constituye una barrera para la compra de las empresas estatales por las distribuidoras privadas establecidas que cuentan con los recursos financieros y el interés necesarios para hacerlo. Las empresas de distribución eficientes en mercados maduros generan excedente de caja por encima de sus necesidades de inversión. Tienen la disyuntiva entre invertirlo en el país para comprar otras empresas o sacar las utilidades.

**FIGURA 2.2** Participación en el mercado de las tres firmas más grandes (porcentaje)



La mayoría de los mercados de la región utiliza una sola institución para efectuar tanto la operación en tiempo real del sistema eléctrico como la administración del mercado de corto plazo, incluidos la facturación y el recaudo. La única excepción es Brasil, que cuenta con instituciones independientes para realizar las dos funciones. En Colombia, hasta hace poco el funcionamiento del sistema y del mercado eran competencia de la empresa de transmisión ISA, controlada por el Estado.

**Diseños del mercado**

Los reformadores de los años noventa, en parte motivados por las dificultades que imponía una estructura defectuosa y en parte por otras razones que se discuten más adelante, adoptaron una variedad de diseños de mercado que no necesariamente siguieron los modelos de los países desarrollados (véase recuadro 2.2 para una descripción de mercados selectos en la región). La mayoría de los mercados, con la excepción de Colombia, que adoptó un modelo inspirado en el implantado inicialmente en Inglaterra y Gales, y El Salvador, cuyo modelo se asemeja al utilizado en los países nórdicos, adoptó

variaciones del modelo chileno. En esta modalidad, denominada modelo de costos para distinguirla del modelo usado en Colombia y El Salvador, en el que los generadores hacen ofertas de precios para despachar, el operador del sistema utiliza un modelo matemático alimentado con parámetros externos para determinar los precios a que se debe transar la energía en el mercado de entrega inmediata y los intercambios entre generadores requeridos para satisfacer la demanda. Algunos de estos parámetros, como los factores de conversión a energía y los precios de los combustibles, los suministran los generadores, de ser pertinentes, y otros, como el costo de la energía no suministrada o racionada, los define el regulador.

Para complementar el mercado de entrega inmediata, los generadores y la demanda pueden utilizar contratos a término de carácter financiero, físicos en el caso de El Salvador. Mientras que algunos países establecieron la obligación a la demanda para contratar cierto porcentaje de la misma en contratos de duraciones específicas, como es el caso de Guatemala y Panamá (CEPAL, 2002), que exigen mantener contratada el 100% de la demanda del próximo año, y el de Brasil, el 85% de la energía, otros países han dejado estas decisiones a la discreción de las empresas mismas.

Como el valor adoptado para el costo de racionamiento constituye de hecho un tope a los precios del mercado de entrega inmediata, los generadores no estarían en condiciones de recuperar su inversión. En consecuencia, los precios del mercado de entrega inmediata se complementaron con los llamados cargos por capacidad en reconocimiento a su contribución a la suficiencia de la generación. Esos cargos para ser pagados por la demanda y recibidos por los generadores que resultaron despachados adquieren diferentes modalidades que se discuten en la sección del mercado mayorista que se presenta en el capítulo 7. Colombia, que implantó un modelo basado en ofertas pero con topes establecidos por el costo de racionamiento, también adoptó un cargo de capacidad; al contrario, Guatemala y Panamá adoptaron variaciones de los mercados de capacidad utilizados en el este de Estados Unidos.

### **El desempeño**

En rigor, la conveniencia de adoptar un diseño de mercado determinado resulta de comparar los costos totales de su diseño y ejecución con los incrementos de eficiencia tanto estática como dinámica que permite su adopción con relación a la alternativa que reemplaza. Dado el estado incipiente de la mayoría de los mercados, no existen evaluaciones rigurosas,

## RECUADRO 2.2

## Una visita guiada a algunos mercados mayoristas en América Latina y el Caribe

**Chile: el pionero y sus seguidores.** El mercado mayorista chileno está compuesto de contratos entre generadores y distribuidores, con precios regulados mediante una simulación de la operación futura del sistema, y de contratos desregulados negociados directamente entre generadores y grandes clientes (que consumen más de 2MW). Para fijar el precio entre los generadores —que son los únicos participantes en el mercado de entrega inmediata— se utiliza un modelo centralizado de despacho. No existe un precio de equilibrio resultante de la interacción de la oferta y la demanda, sino precios fijados por un sistema administrativo. El diseño del mercado chileno sacrificó claramente un ideal de competencia a cambio de promover la inversión privada en la generación y la distribución. El éxito de Chile en la privatización de su sistema eléctrico sin poner en peligro la continuidad del servicio llevó a Bolivia, Perú y otros países a seguir su ejemplo en los años noventa. Más recientemente, como producto de la crisis de suministro de 1999, el modelo chileno ha sido modificado para facilitar, entre otras cosas, la celebración de contratos de largo plazo.

**Argentina: mejorando el modelo.** Ya a principios de los años noventa, Argentina había aprendido de Chile que, a fin de asegurar una competencia más amplia, era necesario segmentar la estructura del sector, vertical y horizontalmente, y establecer límites a la propiedad cruzada. En Argentina, el modelo de mercado eléctrico mayorista difiere en algunos aspectos del modelo chileno en cuanto a estructura y detalles. El despacho de electricidad continúa basándose en los costos, pero la base es el estado de costos semestral de los generadores, que incluye la energía hidráulica. En el comercio entre generadores se utilizan precios de entrega inmediata, pero los distribuidores (a un precio estabilizado) y los grandes usuarios también pueden comprar en el mercado mayorista. La Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA), el operador del sistema, no es un club al que sólo tienen acceso los generadores, sino que incluye a todos los agentes del mercado, haciéndolo menos vulnerable a la captación. Otras innovaciones incluyen la introducción de pagos por servicios auxiliares y de procedimientos para manejar la congestión en la red. Sin embargo, no todos los cambios resultaron en mejoras, como lo atestiguan los cargos por capacidad.

**Colombia: una segunda generación de mercados mayoristas.** Colombia, que también tiene un sistema predominantemente hidráulico, decidió apartarse aún más del modelo chileno. A mediados de los años noventa estableció un sistema de subastas similar al mercado de Inglaterra y Gales. Si bien se permiten contratos bilaterales, estos son de naturaleza financiera, similares a los contratos por diferencia y para el acuerdo final se utilizan los precios del mercado de entrega es similar

**RECUADRO 2.2****Una visita guiada a algunos mercados mayoristas en América Latina y el Caribe (continuación)**

al de Inglaterra y Gales, con idénticos modelos de puja para los generadores hidráulicos y térmicos. También toma en consideración una zona única con despacho ideal y costos reasignados entre la oferta y la demanda en presencia de restricciones de transmisión que no reflejan la localización de las restricciones. El modelo colombiano fue original para la región al introducir las ofertas de precio y permitir la participación de comercializadores independientes. Los clientes que superan los 100kW pueden participar indirectamente en el mercado de entrega inmediata si están representados por un comercializador. Los pagos por energía se suplen con un cargo por capacidad.

**El Salvador: demasiado bueno para ser cierto.** Para su mercado eléctrico, El Salvador adoptó en 1997 el diseño más atrevido conocido hasta el momento. Cualquier consumidor, independientemente de su tamaño, puede escoger su suministrador y no existen restricciones para la estructura del mercado. El operador del sistema, llamado Mercado Regulador del Sistema (MRS), despacha primero los contratos físicos y luego procede a establecer el precio de equilibrio a partir de programas de entradas y retiros especificando precios y cantidades presentados por los generadores y los distribuidores de un modo similar al del mercado nórdico. El precio de los contratos se indexa al precio del MRS, que también sirve de referencia para establecer el precio de repaso a los consumidores finales.

**Brasil: un mercado prematuro.** El sistema eléctrico brasileño es hidráulico en un 95%, tiene una gran capacidad de almacenamiento y está compuesto por grupos de represas y plantas físicamente interdependientes localizadas en la misma cuenca fluvial. La operación coordinada del sistema es una necesidad para obtener las posibles ganancias sinérgicas. Para los diseñadores brasileños ello dificultaba las subastas diarias como las que se realizan en Inglaterra y Gales. El sistema adoptado inicialmente en Brasil comprendía un mercado de contratos a largo plazo y un mercado de entrega inmediata para los saldos administrados por el operador del sistema con la ayuda de un complejo modelo matemático. Mediante una operación del sistema se determinaba la llamada energía asegurada, eso es, la energía que tiene una probabilidad del 95% de ser excedida, y se repartía entre todas las plantas, las cuales eran libres de venderla mediante contratos de largo plazo. El operador del sistema estaba a cargo del funcionamiento de la planta y la única obligación para su dueño era mantener su disponibilidad. La reconciliación de las transacciones y el ajuste de las posiciones de los participantes se realizaban a través de la bolsa de energía, el MAE, con una gestión controlada por los participantes.

**RECUADRO 2.2**    **Una visita guiada a algunos mercados mayoristas en América Latina y el Caribe** *(continuación)*

**Y un cambio en el camino:** Después de la crisis de suministro de 2001, la principal preocupación era cómo asegurar que no se repitiera. El modelo adoptado por el gobierno de Luiz I. “Lula” da Silva segmenta el mercado en un ámbito competitivo y un ámbito regulado. En el ámbito competitivo participan los grandes consumidores de la misma manera como lo hacían en el modelo anterior a través de contratos y compras en el mercado de entrega inmediata, mientras que en el ámbito regulado los distribuidores compran la energía mediante contratos a término en dos tipos de subastas. En la primera, llamada de energía vieja, participan únicamente los generadores establecidos y cada distribuidor firma contratos individuales. La segunda subasta por energía nueva se hace para contratos de energía asegurada por plazos mayores de 20 años, la cual se entregará a partir de  $n$  años de ejecutarse la subasta, que en total permitan atender el crecimiento de la demanda establecido por los distribuidores, ajustado por el Instituto de Planificación (IPE). En ella participan solamente empresarios que compiten por el derecho a construir y operar las plantas identificadas por el IPE. La energía comprada se asigna entre todos los distribuidores en forma proporcional a su participación en la demanda, y cada generador tiene que firmar contratos con todos y cada uno de los distribuidores. Existen mecanismos que permiten ajustar las posiciones de los distribuidores.

aunque sí pueden utilizarse indicadores que midan la intensidad de la competencia observada, reflejada en menores precios para el consumidor y en su capacidad para atraer las inversiones requeridas para mantener las luces encendidas. Cumplir estas dos condiciones simultáneamente puede no ser siempre posible porque si bien una mayor competencia en el mercado de entrega inmediata tiene como efecto unos precios más bajos, beneficiando al consumidor en el corto plazo, los precios demasiado bajos son un pobre incentivo para los inversionistas en nuevas plantas.

El éxito alcanzado por Argentina al reducir los precios del mercado mayorista de US\$50 por MWh en 1992 a cerca de la mitad a principios de este siglo, principalmente gracias a una competencia robusta, es uno de los principales logros de las reformas. En el período 1997–2003, los precios en Chile eran también alrededor de la mitad de lo que habían sido a mediados de la década de los ochenta, pero la mayor parte de las ganancias sólo se realizaron después de que las importaciones de gas de Argentina, a mediados de los años noventa, permitieron dinamizar la competencia, hasta entonces tímida en Chile. El alcance de la competencia no era muy

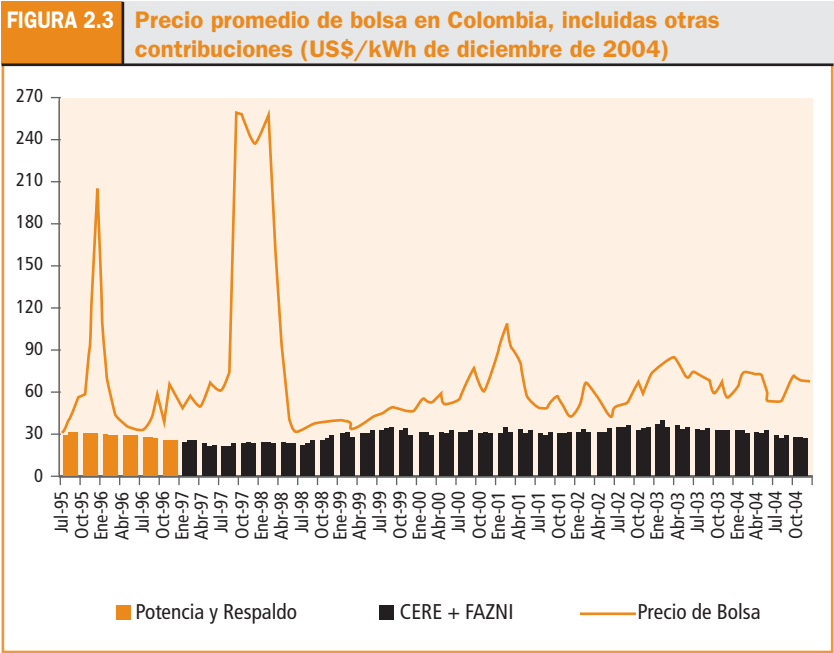
grande en el mercado de entrega inmediata en Chile, cuya principal función era definir los precios de los intercambios entre generadores, debido a una estructura defectuosa del mercado acrecentada por una gestión del mercado en manos de los generadores establecidos y poco transparente. A pesar de los éxitos, la rigidez del modelo chileno ha tenido sus costos. Los apagones experimentados a fines de 1998 y principios de 1999, atribuidos por los expertos a incentivos para los participantes en el mercado incompatibles con los objetivos de atender el servicio (Fischer y Galetovic, 2000), hicieron estallar una crisis política que dio origen a la primera reforma sustancial de la legislación eléctrica chilena en 18 años. Algunos críticos (Pollitt, 2004b) afirman que el complejo procedimiento utilizado para pronosticar los precios de nudo en el futuro, que definen el repaso de los costos de la energía a los consumidores regulados, ha impedido el desarrollo de un mercado por contratos de largo plazo, y la modalidad de cargos por capacidad ha malogrado el desarrollo de mercados por servicios auxiliares.

Si bien el desempeño de los mercados de Bolivia y Perú, copias casi idénticas del chileno, no ha dado lugar a reducciones de precios espectaculares, tampoco ha experimentado fiascos que pongan en peligro su estabilidad. Naturalmente que las críticas al modelo chileno también afectan a sus derivados de Bolivia y Perú, aunque sin los problemas de una estructura tan poco idónea como la chilena. Los mercados de Guatemala y Panamá tienen variaciones con respecto al chileno, pues utilizan contratos de largo plazo y mercados por capacidad y han logrado mantener una operación que, aunque no exenta de contratiempos, tampoco ha originado fallas muy importantes y ha mantenido un nivel de precios razonable. Las comparaciones con los precios vigentes antes de las reformas no son indicadores del desempeño del nuevo modelo, puesto que la mayoría de ellos no reflejaban los costos de producción de la energía, además de ser necesario tener en cuenta variaciones importantes en los precios de los combustibles. Sería preciso construir un escenario alternativo de los costos que se hubieran obtenido si hubiese continuado el modelo estatista.

El desempeño del mercado eléctrico en El Salvador en sus años iniciales confirmó los pronósticos críticos que no lo consideraban apropiado. Tan pronto como entró en operación, en 2001, se produjeron altos precios como resultado del ejercicio de poder de mercado que despertaron la ira de los consumidores, los cuales estaban expuestos directamente a los precios de entrega inmediata, y obligaron al gobierno a intervenir apresuradamente el mercado. Desde entonces ha funcionado con una serie de restricciones

y reformas que se encuentran todavía en proceso, como se describe en la sección correspondiente a El Salvador en el capítulo 5.

Puede hacerse una mejor comparación en el caso colombiano. Las sequías recurrentes originadas por el fenómeno de El Niño en un sistema predominantemente hidráulico culminaron en un patrón de precios como el indicado en la figura 2.3, que muestra máximos concentrados cuando la disponibilidad de energía es escasa durante las épocas de sequía y períodos muy largos de precios bajos cuando las condiciones hidrológicas son más favorables, lo cual es motivo de satisfacción para los consumidores pero de gran preocupación para los inversionistas. Las oportunidades para el ejercicio de poder de mercado se incrementan durante los períodos en que el margen del sistema es escaso y cuando ocurren fallas en el sistema de transmisión. En general, los precios han estado por debajo de los costos de nueva generación para abastecer la demanda a pesar de que incluyen una remuneración adicional para cubrir los llamados cargos por capacidad. Este mecanismo ha sido muy controvertido en Colombia; los críticos afirman que no proporciona la señal de precios de largo plazo que incen-



Fuente: Compañía Interconexión Eléctrica, S.A.

tive la nueva inversión, no remunera la energía efectivamente entregada e implica transferencias muy importantes entre generadores que se disputan continuamente a causa de ellas (Ayala y Millán, 2003). En la actualidad el regulador examina un nuevo diseño después de varios intentos fracasados de encontrar un reemplazo, como se indica en el capítulo 4 que describe las experiencias de Colombia<sup>12</sup>.

Al igual que en la mayor parte del mundo, la competencia al por menor se ha limitado a cargas muy grandes. En Chile, donde el sector minero e industrial tiene una participación mayoritaria en la demanda, este valor alcanza el 40% pero este no es el caso en general. En Colombia y Guatemala, en los que los consumidores con más de 100kW de carga pueden participar en el mercado no regulado, su participación es del orden del 25%. En Colombia es posible que los comercializadores compitan con éxito discutible por servir a los consumidores regulados. La heterogeneidad de la capacidad de pago de los consumidores y un diseño defectuoso de los cargos por comercialización han llevado a que comercializadores independientes se aprovechen de estos problemas para seleccionar los mejores clientes.

Aunque es un poco temprano para juzgar el impacto de los modelos adoptados en la inversión, éste ha sido variado tanto entre países como a través del tiempo. Ya mencionamos cómo la estrategia chilena atrajo a inversionistas para las ampliaciones de generación durante los años iniciales de la reforma y garantizó así el suministro en el crítico periodo de transición. Sin embargo, el concentrado mercado chileno limitó la participación extranjera y durante un tiempo el regulador temió por la falta de proyectos que pusiera en peligro la continuidad del suministro. Como se apunta en el capítulo 3, la falta de una transición bien planificada en Brasil condujo a resultados lamentables para el mercado. En Argentina, un mercado competitivo en electricidad favorecido por la abundancia de gas natural gracias a las reformas en ese sector, la estabilidad macroeconómica propiciada por la adopción del plan de convertibilidad en 1991 y un clima de negocios igualmente favorable atrajeron a numerosos inversionistas

<sup>12</sup> Durante 2000 y 2001, los repetidos ataques terroristas contra la red de transmisión colombiana originaron una fragmentación de facto del mercado y proporcionaron fuertes incentivos a los generadores para ejercer el poder de mercado. Así, los precios del mercado de entrega inmediata durante el primer trimestre de 2001 alcanzaron unos máximos insólitos hasta que el regulador intervino el mercado. Sin embargo, esta intervención no tuvo mucho éxito (Ayala y Millán, 2003) y contribuyó a alejar a los agentes del mercado y a aumentar la confusión.

en nueva capacidad. Tal vez demasiados, piensan algunos, por los fuertes incentivos de su equivocado sistema de cargos por capacidad (Estache y Rodríguez-Pardinas, 1998). En Colombia, durante los años iniciales del mercado se gestaron muchos proyectos de generación de gas natural pero esta tendencia se detuvo con los bajos precios originados principalmente en la caída de la demanda (Ayala y Millán, 2003), y en la actualidad existe consenso de que no hay incentivos suficientes para la inversión en nueva generación. En Perú, la inversión se produjo como también se había producido inicialmente en Guatemala y Panamá, pero circunstancias de diverso tipo hicieron que no se pudiera poner a prueba verdaderamente su capacidad para atraer inversiones. En Honduras, los inversionistas respondieron a las convocatorias de compra de energía de la empresa estatal, mientras que en El Salvador, a pesar de que los inversionistas privados invirtieron inicialmente en renovación de equipos de generación térmica, la situación actual del mercado no es lo suficientemente atractiva para la inversión.

Naturalmente que la manera como se juzgue este desempeño depende en buena medida de la posición ideológica de los participantes en la discusión y no es posible separarlo del debate sobre el desempeño de los mercados en otras partes del mundo, que también ha sido diverso y con varias explicaciones. Así, los altos precios experimentados en los mercados nórdicos en los últimos años como resultado de la sequía se señalan simultáneamente como prueba de sus debilidades (Finon, 2004) y de sus fortalezas (Bergman, 2005). Menos controvertido es el desempeño del mercado de Australia. Si bien los observadores parecen unánimes en indicar los problemas del mercado pionero de Inglaterra y Gales, no todos están de acuerdo en el éxito del nuevo diseño (Newbery, 2005). En Estados Unidos existe cierto consenso sobre las causas del fracaso en California y de que a pesar de las dificultades de los mercados del este su desempeño se considera relativamente razonable, aunque recientemente se elevan muchas voces que pregonan el rotundo fracaso de todo el experimento del mercado en parte por razones peculiares al sistema americano.

Más recientemente, en una evaluación de los resultados de la liberalización de los mercados, renombrados académicos estadounidenses (Chao, Oren y Wilson, 2005) concluyen que, si bien no se han obtenido todas las ganancias en eficiencia que se preveían de los mercados, su desempeño no puede considerarse como un fracaso. El mayor logro ha sido el establecimiento del operador del sistema, con lo que ha sido posible establecer

mercados regionales. En este contexto, las justificaciones que se daban para tener un mercado verticalmente integrado se vuelven menos pertinentes. Pero no ha sido posible establecer competencia al por menor para todos los clientes ni asegurar la suficiencia del suministro. La falta de competencia al por menor implica que las empresas distribuidoras continuarán siendo el comercializador de última instancia para la mayoría de los clientes y obliga a reconsiderar el papel de las mismas. Tanto este problema como el de ofrecer los suficientes incentivos a los generadores independientes para construir las nuevas plantas son fundamentalmente financieros y están relacionados con el manejo del riesgo. Su solución debe buscarse aplicando el principio básico de asignar el riesgo a quien esté en mejores condiciones de manejarlo.

La experiencia indica que si bien los reformadores de la región fueron más realistas que en otros lugares del mundo en cuanto a las posibilidades de la competencia, de todas maneras sobreestimaron el potencial para lograr una competencia significativa en los mercados eléctricos, incluso en mercados medianos y grandes. También enseña que muchos de los problemas a los que se enfrentan son comunes, que el potencial de competencia en el mercado minorista se limita a los grandes clientes y que los beneficios de ampliarla a todos los clientes en general no compensan los costos que ello implica (al menos en el estado actual de la tecnología), y que se tienen problemas para asegurar la suficiencia del suministro y para una vigilancia de la competencia adecuada. Sin embargo, las limitaciones de recursos humanos e institucionales reducen aún más las opciones disponibles para nuestros países. La complejidad de esta cuestión impide tratar aquí en detalle la magnitud de los desafíos que afrontan los mercados de la región, pero en el capítulo 7 se presenta una revisión crítica de la documentación existente que permitirá introducir al lector interesado en el debate internacional y su pertinencia para los mercados de la región.

### ***La dificultad para transmitir las señales de precios a los consumidores***

El establecimiento de un mercado altamente competitivo tuvo como consecuencia un aumento en la volatilidad de los precios de la energía que los gobiernos no se atrevieron a traspasar al consumidor por temor a sufrir repercusiones políticas. Como consecuencia, los consumidores no podían responder a altos precios con disminución del consumo, lo que limitó se-

veramente el funcionamiento del mercado. Adicionalmente, si bien estas intervenciones limitaban la volatilidad, eran asimétricas, especialmente cuando los gobiernos establecieron topes de precios en el mercado; esos topes, junto con los altos riesgos sistémicos, reducían los ingresos de los generadores, dificultaban el financiamiento de proyectos y disminuían el apetito de los empresarios para emprender nuevas obras de generación.

La mayoría de los sistemas de transferencia de los costos de generación al consumidor, aún en suministros competitivos a grandes clientes, distorsionan de alguna forma la señal de precios en aras de evitar la volatilidad. Si bien es indiscutible que es necesario protegerse contra la extrema volatilidad, el abandono de la señal de precios al consumidor final reduce la capacidad de respuesta del sistema para manejar las crisis, como lo demostraron contundentemente las experiencias dispares de California y Brasil. A pesar de que las crisis de suministro casi simultáneas en ambos mercados tienen muchos rasgos comunes, los políticos reaccionaron de manera semejante tanto al norte como al sur de la frontera, y el uso o no de incentivos apropiados para que los consumidores rebajasen su consumo fue definitivo en el impacto de la misma en la economía. Ante la incapacidad de transmitir efectivamente a los consumidores la necesidad de reducir el consumo, ya sea porque tenían tarifas reguladas que impedían pasarles los mayores precios del mercado de entrega inmediata o porque no existían restricciones para los que participaban en el mercado libre para retornar al mercado regulado, California se vio obligada a establecer rotaciones en el racionamiento en vastas zonas con el objeto de evitar un colapso del sistema que llevaría al apagón total. Por el contrario, en Brasil, como describen algunos autores (Maurer, Pereira y Rosenblatt, 2005), el gobierno impuso cuotas de reducción de consumo con penalizaciones o bonificaciones para quienes no alcanzaran o excedieran su cuota. Además, los grandes consumidores tuvieron libertad para negociar sus excedentes con otros que tuvieran déficit, en lo que constituyó una interesante prueba de un mecanismo de mercado para abordar la crisis<sup>13</sup>.

La naturaleza asimétrica de las intervenciones para controlar los costos de la volatilidad no sólo reduce los incentivos para invertir en cierto tipo

<sup>13</sup> El gobierno argentino trató de reproducir una variante del método brasileño, aunque con incentivos mucho más débiles, para abordar la crisis de suministro de 2004. Este defecto de diseño se reflejó en un menor éxito de la medida.

de plantas, como se indicó anteriormente, sino que también puede afectar la seguridad misma del sistema y disminuir el incentivo para usar instrumentos eficaces con miras a abordar dicha volatilidad. En el primer caso, la amortiguación de la variación natural de los precios puede contribuir a aumentar la probabilidad de un faltante de energía. Por ejemplo, un tope a los precios en el mercado de entrega inmediata en la estación seca puede disminuir los incentivos para mantener los embalses llenos. En el segundo caso, el establecimiento de topes de precios en el mercado de entrega inmediata reduce naturalmente los incentivos para que los participantes utilicen instrumentos de manejo del riesgo, como son las opciones de compra o los contratos de largo plazo.

Cuando no es posible desarrollar instrumentos apropiados de cobertura por razones de diversa índole, como son unos mercados financieros débiles o inexistentes, es necesario recurrir a intervenciones reguladoras para protegerse contra el costo de la volatilidad. Los cargos por capacidad y/o la obligación de mantener contratada un porcentaje importante de la carga, que se discuten en el capítulo 7, son ejemplos de intervenciones que protegen a los inversionistas. En el caso de los consumidores pequeños, para los cuales el mercado de coberturas financieras es inexistente aún en países desarrollados, la necesidad de una intervención es más evidente.

Esta necesidad de proteger a los consumidores pequeños parecería restringir las posibilidades de cualquier participación efectiva de la demanda en el mercado, pero varios autores razonan que someter al menos una porción del consumo a las variaciones de los precios del mercado de entrega inmediata puede ayudar a mejorar significativamente el funcionamiento de los mercados (Borenstein, 2001). Una propuesta similar, aunque adaptada a las condiciones de un mercado con oferta predominantemente hidroeléctrica, fue presentada por von der Fehr y Wolak en su propuesta de informe de asesoría para el Gobierno de Brasil que lamentablemente no fue apoyada a pesar de que la importancia de la respuesta de los consumidores en el manejo de la crisis había sido claramente demostrada por el procedimiento adoptado por el gobierno de Fernando Henrique Cardoso (von der Fehr y Wolak, 2002).

La negativa del Gobierno de Brasil a aplicar las enseñanzas adquiridas al diseño del nuevo modelo refleja el temor que tienen los gobiernos de todos los matices de afrontar los costos políticos de las alzas súbitas en los precios de la electricidad. En varios países de la región

los gobiernos han gastado valiosos recursos financieros para controlar el impacto de las alzas abruptas en los precios de los combustibles, que no se recuperan con una contribución en la parte baja del ciclo. Aun aquellos países que en principio aceptaron traspasar al consumidor final parte de la volatilidad, lo han hecho de tal forma que el impacto de los precios es despreciable en el mejor de los casos y contraproducente en el peor. El diseño original del mercado salvadoreño, que consideraba trasladar directamente al consumidor regulado los precios de entrega inmediata, sufrió continuos cambios para acomodar la oposición del público. Así, inicialmente se trató de suavizar la volatilidad estableciendo valores de repaso trimestrales basados en un precio de entrega inmediata estimado para el período, lo cual si bien amortiguaba la señal permitía mantener una correspondencia entre el precio y la escasez, dada la naturaleza estacional de la disponibilidad de agua en las centrales hidroeléctricas. Sin embargo, pronto se sustituyó este procedimiento con el promedio observado en el trimestre anterior y más tarde con todo el semestre. El rezago en la señal de precios de este tipo de suavización hizo que los consumidores pudieran observar una baja en el precio en el preciso momento en que la escasez de agua implicaba la operación de plantas térmicas más costosas. En otros países que permitieron una transmisión parcial del precio de entrega inmediata, como Colombia, se utilizan promedios móviles de 12 meses, los cuales amortiguan la variación estacional en los costos de la energía. En Chile los precios que se trasladan al consumidor regulado son un estimativo del valor previsto de los costos marginales de la energía en un período de cuatro años. La aplicación de este procedimiento dio lugar a que los consumidores experimentaran sustanciales rebajas en los precios en el preciso momento en que los embalses se vaciaban durante la crisis de suministro de los años 1998 y 1999 (Fischer y Galetovic, 2000).

### ***Modelos no compatibles con las estructuras***

Tal vez uno de los principales problemas que tiene ante sí en la práctica el establecimiento de la competencia es la incompatibilidad entre los modelos adoptados y la estructura del sector. Ya vimos como a pesar de ser un problema anticipado por los reformadores, en la práctica fue muy difícil adoptar las medidas que permitieran la desintegración horizontal y vertical que requerían los modelos competitivos adoptados. No existe un modelo

de mercado ideal, porque no es posible evitar por completo el poder de mercado. Pero la dificultad de hacer frente al poder de mercado puede verse agravada por la existencia de una estructura deficiente. Quizá los ejemplos más obvios son aquellos donde no hay todavía suficientes competidores cuando se introduce el intercambio basado en el mercado. El mal funcionamiento del mercado es a menudo el resultado de un optimismo excesivo respecto de cuáles serán las transacciones realizadas eficientemente por medios descentralizados, dado el tamaño del mercado. Cuando los mercados son pequeños, no se trata ya de averiguar si hay medidas que puedan hacer efectiva la competencia, sino de determinar lo que puede hacerse para mitigar las consecuencias de la falta de competencia o de una competencia deficiente (Millán y Vives, 2001). Sin embargo, muy pocos mercados pequeños aceptaron esta limitación y durante las etapas iniciales de la reforma muchos consultores, y algunos organismos internacionales de crédito, aconsejaron a países pequeños como Haití, con una demanda máxima menor de 200 MW, o Honduras, con una demanda máxima menor de 700 MW, que desintegraran sus sectores y adoptaran un diseño de mercado similar a los existentes en países más grandes. Por razones diversas afortunadamente este consejo no fue siempre atendido.

Detrás del colapso del mercado mayorista de El Salvador, con sólo dos generadores al inicio del mercado, está una estructura del sector inadecuada, y la ausencia de obstáculos para la integración vertical constituye una amenaza a los esfuerzos de ajuste que adelanta el gobierno en la actualidad. En Chile no se dinamizó la competencia hasta que las importaciones de gas natural de Argentina permitieron la entrada de nuevos participantes y se rompió la integración vertical entre transmisión y la mayor empresa generadora. Pero el problema era compartido en mayor o menor extensión por casi todos los países, pues como se indicó anteriormente solamente Argentina presentaba una estructura del sector perfectamente compatible con el modelo competitivo.

Algunos expertos se muestran reticentes a utilizar el llamado modelo de comprador único, en el cual una entidad, generalmente el gobierno, analiza las necesidades de expansión y contrata en forma competitiva PPA para atenderla, debido a los peligros que esto encierra y los pobres resultados obtenidos en algunos países con los BOT (Lovei, 2000). Como se indicó anteriormente, el fracaso de asumir los costos encallados ocasionados por los BOT y BOO en proyectos de generación contratados previamente a la reforma o en sus etapas iniciales limitó el desarrollo posterior del mercado

competitivo en algunos países, al imponer restricciones en la operación por causa de las condiciones rígidas en que fueron contratados dichos proyectos. Una razón del pobre desempeño fue que la mayoría de los proyectos se contrataron en condiciones de racionamiento inminente y de emergencia en un mercado de vendedores con limitada competencia en la adjudicación, que llevaron a su vez a condiciones onerosas e inflexibles que más tarde se tradujeron en costos encallados. Sin embargo, ante la ausencia de alternativas, en lugar de rechazar de plano esta modalidad puede ser más constructivo identificar arreglos institucionales que minimicen los problemas asociados. En el caso de Honduras en particular, este sistema ha venido utilizándose en los últimos años con dificultades ocasionadas por los sistemas de contratación estatal. En un estudio financiado por el BID, Walker y Benavides (2003) examinan alternativas para atender los problemas existentes y hacer más efectivo el procedimiento, incluida la contratación por parte de los distribuidores, pero que requieren, como en cualquier otro sistema, una gestión eficiente y transparente por parte del gobierno. La cuestión es entonces identificar cuál de los esquemas ofrece menos riesgos y más posibilidades de implantación.

En los casos en que por razones del tamaño del mercado, u otras, se desee mantener un sistema verticalmente integrado puede darse cierto grado de competencia en la compra de energía al establecer subastas por contratos de largo plazo. Sin embargo, es imprescindible asegurar la transparencia de tales compras y eliminar en lo posible la participación de la empresa integrada en las subastas. Lamentablemente este no parece ser el caso, al menos en las etapas iniciales, de algunos países que han adoptado esta estructura, como es el caso de Jamaica

Un caso interesante es el mexicano, en el que, ante la imposibilidad de lograr reformas que permitieran un mercado con participación del sector privado, la única oportunidad de vincularlo era mediante contratos de PPA con la empresa estatal verticalmente integrada, la Comisión Federal de Electricidad (CFE). De este modo se consiguió vincular una cantidad apreciable de generación privada durante los últimos 10 años en condiciones aceptables. Lamentablemente, la exposición a muchos contratos incrementó el riesgo de crédito de la CFE, ya sustancial, ante la dificultad de hacer los ajustes tarifarios y de gestión requeridos para mejorar las finanzas del sector.

Como ha ocurrido en América del Norte (Joskow, 2003; Chao, Oren y Wilson, 2005), la falta de redes de transmisión adecuadas constituye un

obstáculo importante para la competencia en el mercado al por mayor. Durante los períodos de demanda elevada los cuellos de botella en la red pueden crear monopolios locales, como el ya indicado en el caso colombiano ocasionado por atentados terroristas o como fue el caso en Guatemala ante la falta de inversión en transformación. En general, el alcance de la competencia es mayor cuanto más fuerte sea la red de transmisión. Los beneficios económicos de una red de transmisión con capacidad sobrante son particularmente importantes en sistemas en los que el segmento de generación se considera competitivo.

La discusión anterior pone de manifiesto la importancia de las condiciones particulares de cada país en la determinación de la estructura adecuada que fomente la competencia y del diseño de mercado. Esto no es posible sin partir de un cuidadoso análisis de las posibilidades de competencia efectiva en el sector que identifique los obstáculos que impiden su desarrollo y valide la idoneidad del diseño de mercado, teniendo en cuenta las restricciones tanto físicas como de recursos humanos e institucionales, compatible con la estructura que es posible adoptar.

La superación de las restricciones tecnológicas y estructurales del mercado puede producirse en general sólo parcialmente y a lo largo del tiempo. Un análisis de las posibilidades de competencia en el mercado debería destacar por tanto aquellas restricciones que no pueden eliminarse dentro del horizonte de tiempo de las reformas, pero teniendo claro que deben adoptarse disposiciones para no cerrar las puertas a oportunidades para lograrlo una vez se hayan superado los impedimentos presentes. En los casos en que la competencia está limitada por el tamaño del mercado, el crecimiento de la demanda puede ofrecer oportunidades para la vinculación de nuevos agentes o ampliar el sistema de transmisión. En algunos casos, la interconexión de sistemas de países vecinos puede dar lugar a una expansión que ayude a controlar el *poder de mercado* y facilitar la competencia. Este argumento ha sido esgrimido con frecuencia para justificar los esfuerzos de integración de sistemas eléctricos como el Mercado Regional en Centroamérica y el Mercado Andino. Sin embargo, las dificultades inherentes a la creación de los mercados integrados, como lo atestigua la experiencia de la Unión Europea, pueden hacer que los frutos de esta solución no puedan verse en un futuro cercano.

Cuando después de agotarse las posibilidades de la venta de activos, y verificarse que el diseño de la red de transmisión minimiza las posibilidades de ejercer *poder de mercado* local, el número de participantes no sea todavía

suficiente para garantizar un mercado relativamente competitivo, los expertos están de acuerdo en que un diseño adecuado del mercado mayorista podría ayudar a disminuir los incentivos de ejercer *poder de mercado* para los participantes en el mercado. Con este propósito los expertos sugieren una serie de medidas que, si bien son necesariamente incompletas y no están exentas de problemas, permiten una mayor competencia.

Como ya se mencionó anteriormente, un diseño de mercado basado en declaraciones de costos establece un tope a las ofertas de precios y evita la ocurrencia de períodos de precios excesivamente altos en los que no es posible distinguir claramente si tales precios corresponden a rentas de escasez o son producto del ejercicio de poder de mercado. No obstante, estas ventajas se obtienen a costa de precios superiores a lo normal durante períodos prolongados de tiempo y, como lo demuestran las experiencias de Chile (Pollitt, 2004b) y Panamá (Arizu, 2003), existen numerosas oportunidades para manipular los mercados aún en estas condiciones. Por otra parte, existe un consenso fuerte entre los expertos de que los incentivos para ejercer el poder de mercado se ven disminuidos cuando el generador tiene contratada una porción importante de su energía en obligaciones de largo plazo, al concentrar la puja en el mercado de largo plazo, finalmente más competitivo. Igualmente, la participación de la demanda en el mercado lo hace más competitivo. Wolak (2004a) desarrolla un marco analítico para validar estos argumentos que se resume en la sección sobre mercados del capítulo 7.

Pero, aún si se tomaran todas las medidas anteriores, el trabajo podría ser en vano si no existiese un proceso regulador creíble para la vigilancia de la competencia. Los reformadores tampoco previeron las complejidades de poder vigilar adecuadamente el funcionamiento del mercado para detectar las ocasiones de ejercicio de poder de mercado. En forma ingenua confiaron en que las cortes o entidades de competencia estarían en condiciones de identificar esas ocasiones y sancionarlas. La ingenuidad de este argumento fue rápidamente demostrada en los mercados de países desarrollados cuando, a pesar de contar con instituciones fuertes y sistemas judiciales operantes, se vieron obligados a adoptar la figura de los órganos independientes de seguimiento y vigilancia del mercado para producir información de utilidad para el regulador, el organismo de competencia y los participantes actuales o potenciales. En la región de América Latina y el Caribe, Panamá fue pionera en establecer un comité de expertos externos para vigilar el mercado, mientras que Colombia estudia la posibilidad de adoptar

un sistema del tipo utilizado en algunos estados de Estados Unidos y países europeos. Un consultor financiado por el BID (Wolak, 2004b) llevó a cabo un análisis de las posibilidades de aplicar este sistema al mercado regional centroamericano, pero el organismo regulador del mercado no ha avanzado en el proceso.

Además, el funcionamiento del mercado está basado en la existencia de instituciones de mercado idóneas y en una gobernabilidad adecuada de las empresas. Al principio de la reforma se pensó que el organismo operador del sistema y el administrador del mercado deberían ser sociedades formadas por los generadores, pero esto llevó a captaciones de los generadores establecidos, como en el caso de Chile, o a una parálisis en las decisiones, como ocurrió en Brasil. En la actualidad la tendencia es que estos organismos tengan una junta directiva compuesta por expertos independientes aunque asesorados por comités operativos en los que tendrían participación todos los actores del mercado. Si bien las disponibilidades financieras y de recursos humanos no han sido un factor limitante en países medianos o grandes, para muchos países pequeños sí lo han sido. En la República Dominicana se ha encontrado una solución interesante con la contratación de consultores internacionales para operar el mercado.

### **La suficiencia del suministro**

Un problema frecuente de los mercados establecidos en la región es la falta de señales de largo plazo que estimulen la inversión en nuevos proyectos. El supuesto inicial de que las señales del mercado de entrega inmediata serían suficientes para comprometer la inversión ha resultado poco realista no sólo en los mercados de la región sino en los mercados más maduros de los países desarrollados. El problema persiste aún en países que han adoptado alguna medida para complementar la señal de precios del mercado de entrega inmediata, como los llamados cargos por capacidad o los mercados por capacidad en donde se remunera la disponibilidad del generador en forma independiente del mercado. A lo anterior se agrega la preferencia tanto de consumidores como de productores por una señal de precios estable en el tiempo, lo que no es posible en mercados demasiado volátiles. En estas condiciones parecería que existieran disyuntivas entre las necesidades de la competencia en los mercados de corto plazo y de involucrar a la demanda en el mercado y las de proporcionar las señales de

inversión y de estabilidad de precios que desean tanto productores como consumidores.

Existe un amplio debate entre los expertos sobre la eficacia de los llamados cargos por capacidad, o mercados de capacidad, o la adopción de los compromisos de venta de largo plazo como solución a los problemas planteados, que por su complejidad y pertinencia para el desarrollo del sector se describen en detalle en el capítulo 7. Los problemas detectados en el uso de los cargos por capacidad han llevado a varios países a buscar soluciones que, a la vez de proporcionar incentivos para la construcción de nuevas plantas, contribuyan a minimizar las oportunidades para el ejercicio de poder de mercado y a reducir la volatilidad, como es la obligación de contratar energía a largo plazo. Chile introdujo recientemente reformas en su legislación para hacer más efectiva la contratación, y en este mismo sentido se tramitan actualmente otras reformas en Colombia, El Salvador y Perú.

Si bien es conocido que los contratos de largo plazo pueden proporcionar los incentivos necesarios para nueva inversión, no resulta tan claro cómo incentivar a las distribuidoras a contratar<sup>14</sup>, cómo asegurar las condiciones mínimas, tales como plazos, que den confianza a los inversionistas, y también cómo asegurar un procedimiento transparente y eficiente para negociar estos contratos que evite que el problema de *poder de mercado* en el corto plazo se traslade al largo plazo. Una solución sugerida por von der Fehr y Wolak (2002) es establecer subastas obligatorias para que las distribuidoras cubran una parte importante de sus necesidades con contratos de largo plazo y/o opciones de compra. La solución extrema es la proporcionada por el gobierno de Luiz I. “Lula” da Silva, en que, sobre la base de las necesidades para satisfacer la demanda futura, se contrata en subastas la construcción y operación de plantas que venderían su energía en contratos de 20 años o más al conjunto de los distribuidores. Esta solución, como se apunta en el capítulo 3, si bien elimina el riesgo del mercado para el generador, introduce nuevas fuentes de incertidumbre y traslada al consumidor los costos de la posible sobreinstalación requerida para asegurar la suficiencia del suministro.

---

<sup>14</sup> Uno de los costos de introducir la competencia en el segmento minorista a todos los clientes es que no incentiva a los comercializadores a firmar contratos del plazo requerido por los inversionistas en generación.

## La regulación de los segmentos monopolísticos y la atención de los pobres

La transmisión y distribución local de la electricidad son generalmente consideradas monopolios naturales. En general, un país tiene una empresa que explota la red de transmisión y varios monopolios regionales que explotan las redes de distribución. Con la excepción de algunos servicios auxiliares, existe escaso margen para la competencia en el suministro de servicios de transmisión de la electricidad (aunque quizá sea posible realizar una evaluación comparativa).

La gran mayoría de los países ha adoptado un marco regulador para el sector eléctrico que refleja de alguna manera las preocupaciones de los reformistas, en muchos casos con la asistencia financiera de las instituciones financieras internacionales (IFI). Sin embargo, la aplicación del mismo no siempre ha sido adecuada a las condiciones particulares de cada país y sus procedimientos requieren con frecuencia ajustes o modificaciones. Esto era previsible en un proceso que apenas se iniciaba. Durante los primeros años de las reformas los reguladores dedicaron la mayor parte de sus escasos recursos al establecimiento de los mercados y la regulación pertinente sobre los mismos, lo que originó la postergación de aspectos muy importantes relacionados con la regulación de los segmentos monopolísticos. Fallas en la estructura del mercado crearon oportunidades de *poder de mercado* que hicieron aún más pesada la tarea del regulador y dilataron aún más las labores de la regulación de la distribución.

La sostenibilidad a largo plazo, mediante la adopción de mecanismos reglamentarios de incentivos a fin de crear un flujo de efectivo que cubra todos los costos, incluida una remuneración al capital que sea compatible con los riesgos y otras condiciones locales, continúa siendo una meta difícil de alcanzar tanto para las empresas privadas como para las de propiedad estatal en sistemas mixtos u homogéneos. Al iniciarse el segundo quinquenio del último siglo, ninguno de los países con un sector dominado por el monopolio estatal tenía tarifas que reflejaran los costos y contribuyeran a la expansión del sistema. Más lamentable es el hecho de que en muchos países que adelantaron la reforma los gobiernos han intervenido el mercado para mantener las tarifas bajas para todos los consumidores, en lo que constituye una flagrante expropiación de los inversionistas.

Los países han adoptado diferentes mecanismos de fijación de precios para trasladar al consumidor los costos de los tres grandes segmentos de la

industria eléctrica, es decir, la generación, la transmisión y la distribución, que incorporen algún tipo de incentivo para la eficiencia. El cuadro 2.1 resume el uso de diversas modalidades en los países de la región. Si la tarifa pagada por el consumidor final incluye un componente que refleja el costo para el distribuidor o comercializador, debidamente ajustado por las pérdidas permitidas por el regulador y/o atenuado en el tiempo, se denomina de “mercado”. “Tradicional” se refiere a una variedad de formas utilizados en el pasado, que no incluyen incentivos para la eficiencia, y “costo marginal” hace referencia al procedimiento seguido por Chile y algunos de sus seguidores que permite trasladar una estimación del costo marginal de largo plazo. Para el traslado de los costos de transmisión y distribución se utiliza el sistema de precios tope, en el cual se fija un precio por un período de varios años que se ajusta para reflejar mejoras en la eficiencia. El modelo de estándar de eficiencia, que primero adoptó Chile y luego Bolivia, se basa en el costo de una empresa modelo de distribución que sirve de comparador para aquellas que tengan condiciones semejantes, y define tarifas por períodos de cuatro años al cabo de los cuales se produce una revisión. Los críticos señalan la enorme carga de información que impone este método sobre el regulador (Joskow, 2000a). El sistema adoptado en Colombia no puede catalogarse estrictamente como empresa modelo. La base tarifaria incluye la valoración de los activos a precios de reemplazo pero estipula algunos criterios para limitar el reconocimiento de ciertos elementos del sistema con estimaciones teóricas de lo que sería eficiente. Establece también criterios basados en análisis estadísticos para reconocer costos de operación y mantenimiento, así como el traslado de ganancias en eficiencia al consumidor, que han sido objeto de numerosas críticas.

Se crearon falsas expectativas de que la regulación por tope de precios permitiría aliviar la asimetría del regulador y requeriría menos recursos que en el sistema de regulación de costos. La incapacidad del sistema chileno para transferir al consumidor final las mejoras en eficiencia obtenidas en la distribución ha impulsado una revisión de los procedimientos para manejar las disputas entre los operadores y el regulador sobre el monto de los costos correspondientes. Si esto ocurre en países con cierta tradición es más fácil comprender las dificultades encontradas por los países pequeños debido a las asimetrías entre el regulador y las empresas reguladas. Los reformadores pensaban que el sistema de incentivos que acompaña al modelo de tope de precios les permitía limitar sus actividades al momento de hacer la revisión periódica de los mismos, cada cuatro o cinco años. Sin embar-

**CUADRO 2.1** Mecanismos de fijación de precios

	Generación	Transmisión	Distribución
Argentina	Mercado	Precio tope	Precio tope
Bolivia	Costo marginal	Precio tope	Estándar de eficiencia
Brasil	Mercado	Tradicional	Mixto
Chile	Costo marginal	Tradicional	Estándar de eficiencia
Colombia	Mercado	Precio tope	Mixto
Costa Rica	Tradicional	Tradicional	Tradicional
Ecuador	Mercado	Tradicional	Estándar de eficiencia
El Salvador	Mercado	Precio tope	Estándar de eficiencia
Guatemala	Mercado	Tradicional	Estándar de eficiencia
Jamaica	Tradicional	Tradicional	Tradicional
México	Tradicional	Tradicional	Tradicional
Paraguay	Tradicional	Tradicional	Tradicional
Perú	Costo marginal	Estándar de eficiencia	Estándar de eficiencia
República Dominicana	Mercado	Tradicional	Tradicional
Trinidad y Tobago	Tradicional	Tradicional	Tradicional
Uruguay	Tradicional	Tradicional	Tradicional
Venezuela	Tradicional	Tradicional	Tradicional

Fuente: Espinasa, 2001.

go, pronto se vio claro que el nuevo sistema no elimina la necesidad de mantener abundante información sobre la empresa regulada, así como de efectuar análisis estadísticos cuidadosos, tarea que se descuidó en muchos países con las consiguientes dificultades a la hora de hacer las revisiones. Las dificultades originadas por estas falsas expectativas de los sistemas de topes de precios han sido reconocidas recientemente en las publicaciones especializadas (Joskow, 2005). Joskow señala que si bien el sistema de topes de precios tiene la ventaja de mirar hacia adelante y con un criterio económico y no contable, de ninguna manera representa un menor esfuerzo por parte del regulador.

Debido a la novedad de este tipo de regulación, con la excepción de Chile no se ha efectuado más de una revisión de precios. Si bien es natural esperar que estos procesos sean muy disputados dado el volumen de dinero en juego, casi todas las revisiones de precios que se realizaron fueron muy controvertidas, particularmente la colombiana, y pusieron de manifiesto las deficiencias del proceso, que a primera vista parecía impecable. Las disputas se centraron en la definición de la base tarifaria, es decir los activos sujeto de remuneración y la tasa de remuneración pertinente, tal como era el caso

en el antiguo régimen de regulación por costo de servicio. Otro aspecto que fue muy controvertido es la introducción de exigencias de calidad, pues las empresas alegaban que éstas no estaban incluidas en la remuneración tarifaria.

En Perú, se presentó igualmente un conflicto entre el regulador y las empresas distribuidoras durante la definición inicial de las tarifas relacionadas con la determinación del valor de reemplazo de los activos. El valor publicado por el regulador en 1997 fue demandado por las empresas en todas las instancias previstas en la cadena administrativa y judicial, además de acompañarlo de una fuerte campaña de relaciones públicas. El regulador se mantuvo en su posición con el apoyo de las autoridades políticas, incluido el presidente, hasta que las compañías finalmente abandonaron el litigio (Campodónico, 2000).

Otro problema importante es el del traspaso de los costos de generación y transmisión al usuario final. Varios países experimentaron problemas para encontrar un procedimiento adecuado y equitativo, lo que fue objeto de muchas polémicas. La mayoría de los métodos adoptados amortiguaba las señales de precios y en muchas ocasiones las distorsionaba completamente dando lugar a precios bajos en momentos de escasez y viceversa. Si bien existen problemas de eficiencia relacionados con la localización de las plantas de generación, el principal objetivo de la tarifa debería ser proporcionar los recursos para financiar la expansión de la red troncal. Como los costos de transmisión representan generalmente una pequeña porción del precio de consumo, es poco probable que los esfuerzos del ente regulador para “ajustar” la tasa de rentabilidad permitida sobre la transmisión reduzcan significativamente los precios de consumo. Más importante es el hecho de que si esta tasa es muy baja, no habrá suficiente inversión, lo que provocará costos de congestión y el fortalecimiento del poder de mercado local. A largo plazo, los consumidores pagarán un alto precio, a cambio de un pequeño abaratamiento a corto plazo.

La regulación de la transmisión en Argentina no fue lo suficientemente explícita en las condiciones que permitirían la definición de la expansión del sistema y precisaba de un acuerdo entre las partes afectadas para que se decidiera la construcción de una nueva obra. Como era de prever este procedimiento originó disputas y atrasos en las obras (Pollitt, 2004a). En la mayoría de los países la ampliación de la red troncal de transmisión se planifica centralmente y los costos asignados a los consumidores se calculan sobre la base de diferentes variantes del costo del servicio.

La coexistencia de firmas de propiedad privada y de propiedad estatal que responden a incentivos diferentes presenta problemas especiales en la regulación. Aunque podría alegarse que con una estructura de gobierno adecuada las empresas estatales tendrían los mismos incentivos que las públicas, el logro de esta condición puede demorar. Algunos reguladores se han visto obligados a gastar muchos recursos para vigilar el desempeño financiero de empresas estatales que adoptan tarifas menores que las permitidas por el regulador por razones de tipo político.

En la mayoría de los países, la regulación establecía fuertes incentivos para que las distribuidoras disminuyeran las pérdidas eléctricas tanto técnicas como no técnicas y mejoraran sus sistemas de cobros. Muchas de las empresas privatizadas lograron una rebaja sustancial en muy pocos años, como se señalaba al inicio de este capítulo. Sin embargo, éste no fue el caso de la mayoría de las empresas que continuaron bajo propiedad del Estado y algunas empresas privadas que trabajaban en entornos institucionales difíciles, como ocurrió en Nicaragua, República Dominicana y la costa caribeña colombiana. Se han esgrimido diversas explicaciones a este fenómeno, que van desde un comportamiento estratégico por parte del inversionista, que esperaba influir en la revisión de precios, hasta unas condiciones locales difíciles, entre las que figuran la extrema pobreza, una cultura de no pago, dificultades para hacer cumplir la ley y otras. Algunos inversionistas privados han tardado en aceptar que los habitantes de los tugurios tienen un comportamiento y unas restricciones financieras diferentes a los de sus clientes en los países desarrollados. Una ilustración interesante de los problemas encontrados, así como algunas soluciones, se discutieron en una serie de talleres realizados en el BID durante 2004 (Manzetti y Rufin, 2005). La principal enseñanza adquirida es que las soluciones pasan por un esfuerzo gradual para desarrollar una cultura de pago que requiere facilitar los pagos y hacerlos más asequibles a las condiciones de los clientes, además de demostrarles que la empresa los respeta, tiene en cuenta sus necesidades y se preocupa por la calidad del servicio. Esto no puede hacerse sin un sistema que permita orientar los subsidios a los más pobres.

Con contadas excepciones, los países de la región han tenido dificultades para diseñar un sistema de subsidios que permita orientarlos a los más pobres de una forma transparente y eficiente. La violación más flagrante se produce cuando se limita la tarifa para todos los consumidores sin ninguna compensación por parte del Estado; pero aun cuando éste aporta los

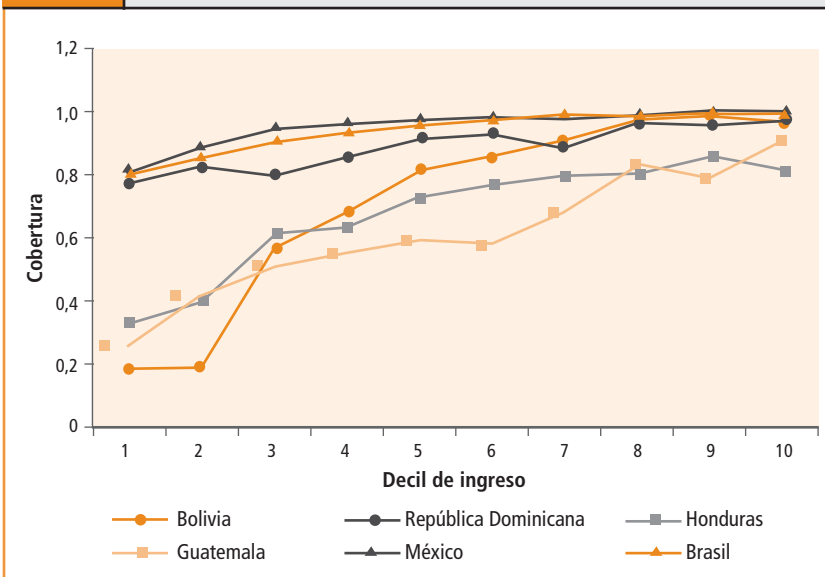
recursos, en la mayoría de los casos no se cumplen las condiciones de transparencia en su asignación y la orientación deja mucho que desear. Así, en varios países los gobiernos, presionados por las clases medias, han establecido un umbral muy alto, de 300 kWh en Guatemala y Honduras, por debajo del cual la energía es subsidiada, que se traduce en errores importantes de inclusión, como subsidiar al que no lo requiere o desviar la mayor parte de los recursos a los que no son pobres, con el consiguiente encarecimiento del subsidio y la amenaza a su sostenibilidad (Foster y Araujo, 2004). Los gobiernos se resisten a asignar recursos presupuestarios para cubrir el subsidio y recurren a subsidios cruzados de otros consumidores o a las utilidades de la empresa estatal, con lo que ponen en peligro su sostenibilidad financiera. En otras ocasiones se ha subsidiado el costo del combustible a cuenta de la empresa estatal o directamente del fisco. Un problema recurrente ha sido la oportunidad de los pagos de los subsidios por parte del Estado y la persistente morosidad de las instituciones estatales a la hora de pagar las cuentas.

Algunos países han diseñado un mecanismo objetivo de asignación de subsidios, y debería seguirse su desempeño para estudiar su posible uso en otros países. Colombia y Brasil utilizan criterios adicionales para complementar el consumo por debajo del umbral como identificador de los subsidios: la estratificación según las características de la vivienda en Colombia (el capítulo 4 presenta una discusión de los logros y problemas de este método), y el requerimiento de demostrar la participación en algún programa de asistencia social del Estado en el caso de Brasil. También existen ejemplos de diseños eficientes para mejorar la accesibilidad económica del servicio para los pobres sin detrimento de las finanzas de las empresas. La Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia (COELBA), un distribuidor privado que sirve el estado de Bahía en Brasil, ha obtenido importantes mejoras en su cartera con los usuarios pobres después de concentrar la contribución obligatoria que debería dedicar a la eficiencia energética en subsidiar la adquisición de electrodomésticos eficientes para los pobres (Pinhel, 2005). Si bien cualquier sistema es necesariamente incompleto y susceptible de manipulación, es posible lograr importantes mejoras con modificaciones en los umbrales de subsidio sin que ello lleve a aumentar significativamente los niveles de exclusión.

Un problema más serio es el de facilitar el acceso al servicio a aquellos segmentos de la población que todavía no lo tienen. Como se puede apreciar en la figura 2.4, el acceso al servicio discrimina mucho a los más

pobres. Cualquier sistema de subsidio que no incluya a este segmento de la población conlleva necesariamente errores importantes de exclusión. Sin embargo, es injusto asegurar, como a menudo declaran las ONG, que las reformas llevaron a un estancamiento en la expansión del servicio a la población rural más pobre. Chile ha sido presentado como un ejemplo en el que el Estado asigna recursos para ampliar el servicio a las regiones más distantes y costosas y ha alcanzado una cobertura casi semejante a la de los países desarrollados. Los países que establecieron disposiciones explícitas para el uso de los recursos de la privatización, como El Salvador y Guatemala, han logrado avances significativos en la cobertura. Colombia ha asignado para estos fines parte de las ganancias que se obtienen con los intercambios internacionales de energía. Brasil aumentó también la cobertura durante los cortos años de reforma y el nuevo gobierno ha hecho de este asunto su bandera para cumplir sus compromisos electorales. Tal vez la única excepción se ha dado en el caso de Nicaragua y, en menor medida, en el de la República Dominicana, donde no se establecieron disposiciones explícitas durante la privatización para la ampliación del servicio.

**FIGURA 2.4 Hogares con electricidad por decil de ingreso**



## Logros y desafíos

En la introducción del presente capítulo se comentaban una serie de acontecimientos que han entorpecido el avance de las reformas y que, en opinión de muchos, pusieron en peligro su sostenibilidad. Se contrastaba este clima pesimista con el mensaje cauto pero optimista aparecido cuatro años atrás en el informe de progreso económico y social del BID del año 2001: “[...] si bien la reforma del sector energético ha avanzado significativamente en América Latina, aún quedan muchas tareas que resolver. Algunas surgen de las características tecnológicas de los mercados eléctricos y otras de que muchos países latinoamericanos carecen del desarrollo institucional y los recursos humanos implícitos en los modelos adoptados. En consecuencia, las ventajas obtenidas por la reforma han variado de país a país. No obstante, su éxito debe medirse desde un punto de vista pragmático, ponderando lo deseable y lo factible”. Además, se anticipaba que el capítulo aportaría pruebas para apoyar la tesis de que si se lograba asimilar las enseñanzas adquiridas, a pesar de las dificultades, la reforma constituía la mejor esperanza para el sector.

En el presente capítulo se discute en forma general y a vuelo de pájaro el contraste entre el sueño reformista y las experiencias realizadas durante los primeros años de las reformas, pero se deja para más adelante un tratamiento más detallado de las experiencias de tres países de la región y de tres temas de crítica importancia para el éxito de las reformas. Si bien el lugar adecuado para resumir las enseñanzas adquiridas por el autor sería el final del libro, dada la diversidad de temas tratados y a riesgo de repetirse más adelante, consideramos que no se podría terminar este capítulo sin una breve recapitulación para beneficio del lector.

Como se indicó en la introducción, las reformas deben juzgarse por su impacto a la hora de remediar los síntomas que llevaron a los países a implantarlas: la incapacidad de movilizar los capitales requeridos para la expansión; el continuo drenaje de las finanzas del Estado; la mala calidad del servicio; las tarifas inadecuadas y el bajo grado de satisfacción del consumidor; el alto nivel de pérdidas y la baja eficiencia interna en las empresas del sector; y la utilización de la empresa con fines políticos y corrupción administrativa. Pero dada la temprana edad de todas ellas, es importante analizar, además, la sostenibilidad de los efectos alcanzados y estudiar otros posibles impactos no pretendidos que son el resultado de su implantación. Aunque existen varios estudios sobre las reformas en infraestructura

en la región (Estache, 2005), ninguno de los estudios de impacto para el sector eléctrico permite comparar en forma coherente esos efectos, y más importante, hacer las atribuciones con el rigor apropiado. Sin embargo, los múltiples hechos observados permiten afirmar, como se resume a continuación, que a pesar de los problemas encontrados y las tareas pendientes es posible identificar instancias en las que las reformas han avanzado en el logro los objetivos deseados.

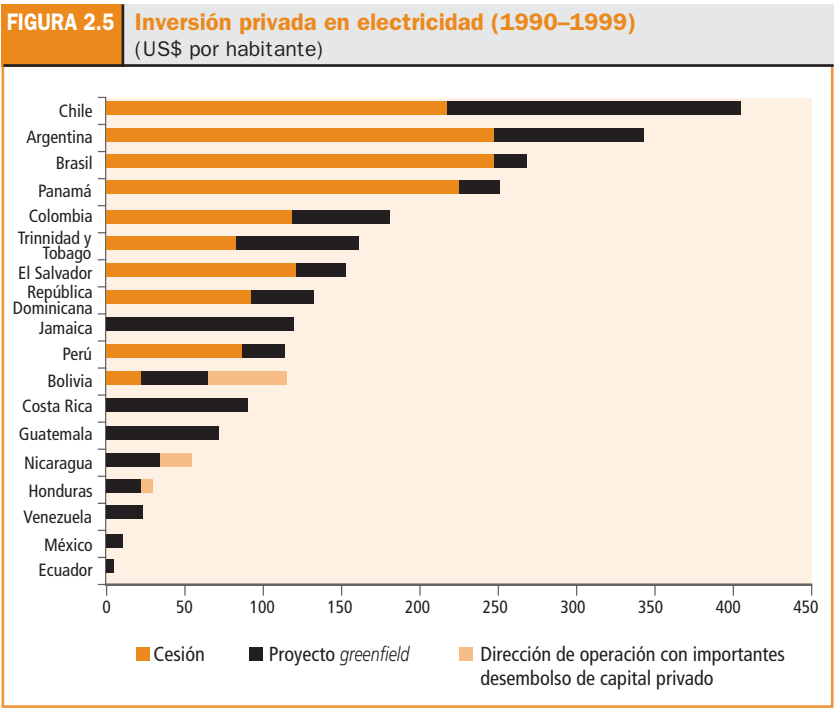
## Logros

### Participación del sector privado

En los sectores reformados, la capacidad de generación ha aumentado significativamente, con la excepción de Brasil, donde se ha demorado el inicio de actividades totalmente nuevas. Entre 1990 y 1999 el sector privado invirtió US\$16.000 millones en nueva capacidad y al final del período las amenazas de cortes del suministro eléctrico se habían reducido en casi todos los países. En los años noventa, América Latina tenía la mayor cantidad de proyectos de electricidad privados entre todos los países en desarrollo: según el Banco Mundial, de una inversión total de US\$193.000 millones en el mundo en desarrollo, US\$74.000 millones se invirtieron en América Latina. Brasil, Argentina y Colombia se encuentran entre los diez primeros países en desarrollo de todo el mundo en inversión privada en el sector eléctrico, con US\$29.000 millones, US\$12.000 millones y casi US\$6.000 millones, respectivamente. Argentina, Brasil, Chile, Colombia y Panamá figuran entre los líderes en inversión por habitante (véase figura 2.5). En Argentina, la reforma atrajo a US\$7.500 millones de inversión en generación térmica con gas natural, añadiendo más de 5.000 MW (cerca del 25% de la capacidad total) entre 1992 y 2002 (Pollitt, 2004a). Por otra parte, si bien han ingresado en el mercado nuevos inversionistas, éstos no han sido muy numerosos, particularmente después del estancamiento en el crecimiento de la demanda derivado del limitado crecimiento económico del último lustro y las dificultades de los inversionistas tradicionales como consecuencia de los desastres de California y Enron. Las empresas estatales siguen siendo importantes en algunos países, soportan la carga de los programas y las prioridades sociales y algunas continúan siendo vehículos para la transferencia de rentas a ciertos grupos de interés.

Mejoras en eficiencia

La mayoría de las empresas distribuidoras privatizadas aumentaron sustancialmente su eficiencia con la eliminación de las pérdidas técnicas y no técnicas, reduciendo el exceso de personal y ofreciendo a la vez un servicio de mejor calidad. Los chilenos fueron los primeros en mejorar la eficiencia de sus empresas privatizadas y luego aprovecharon esta experiencia para participar en la privatización de muchas empresas de distribución en Argentina, Brasil, Colombia y Perú. Por ejemplo, CODENSA, la distribuidora privatizada de Bogotá, disminuyó sus pérdidas a casi la mitad, del 24% al 12,5%; aumentó la cantidad de clientes por empleado, de 800 a 1.900, y redujo la frecuencia de apagones y el tiempo promedio de cortes de suministro en más del 30% en sólo dos años y medio (Ayala y Millán, 2003). Las pérdidas en distribución en las empresas de servicios argentinas y chilenas son aún menores, de entre el 5% y el 10% (Pollitt, 2004a y b).



En Argentina, entre 1992 y 2002 la disponibilidad de las plantas de generación mejoró en un 30% y la productividad de la mano de obra lo hizo en un 300% en cinco años (Pollitt, 2004a). Sin embargo, estas mejoras no han sido universales en las empresas privatizadas y todavía existen países y regiones, principalmente en zonas con problemas económicos y en barrios periféricos y tugurios, en los que estas empresas han tenido dificultades para controlar las pérdidas y recuperar la cartera.

### **Precios mayoristas**

Los precios al por mayor también han disminuido en los países donde se ha introducido la competencia, hasta el 30% en Argentina (Pollitt, 2004a) y el 20% en Colombia (Ayala y Millán, 2003)<sup>15</sup>. En el Gran Buenos Aires, la tarifa real cayó 29% entre 1992 y 2002, principalmente como consecuencia de un descenso de 70% en los precios al por mayor. En Chile, los precios en el mercado mayorista en 2002 eran cerca de la mitad de los existentes a mediados de los años ochenta pero la mayor parte de las ganancias sólo fueron posibles cuando las importaciones de gas de Argentina dinamizaron la competencia. No obstante, a pesar de los éxitos, la competencia es generalmente limitada y se ve obstaculizada por la concentración.

### **Ganancias**

Si bien las ganancias son genuinas, su adecuada distribución es muchas veces disputada. Dadas las grandes distorsiones existentes en los precios antes de las reformas, con grandes subsidios a los clientes residenciales a costa de los no residenciales, los principales beneficiarios de la reducción de precios han sido esos últimos, en particular los grandes consumidores que pudieron acceder directamente al mercado mayorista. En algunos lugares las ganancias logradas en los precios del mercado mayorista evitaron que el ajuste para los consumidores residenciales fuera aún más penoso y en muchos otros se avanzó en cuanto a hacer más transparentes los subsidios

---

<sup>15</sup> Aunque los bajos precios en Colombia pueden atribuirse en parte a la caída en la demanda a causa de la recesión, esto no hubiera sido posible sin la existencia de la competencia. Igualmente, no es posible visualizar la penetración del gas natural en Argentina de antes de la reforma con su preferencia por la solución hidroeléctrica.

y en orientarlos a los más pobres. Los gobiernos en general se beneficiaron de los ingresos que recibieron de las privatizaciones y del alivio fiscal que representó no tener que continuar financiando empresas deficitarias, y la sociedad se benefició de las mayores oportunidades que permitía la liberación de fondos públicos. La revisión periódica de las tarifas de distribución requerida en el nuevo sistema de topes de precios ha probado ser mucho más exigente de lo previsto. Si bien en varios países la reforma ha permitido ampliar significativamente la cobertura del servicio, todavía existen importantes bolsones de población sin acceso al mismo.

### **Desafíos**

Además de destacar los logros de las reformas, el análisis somero de la experiencia reformista presentado en este capítulo se concentra en los problemas técnicos e institucionales que se indicaban en la conclusión del IPES 2001 y aporta algunas pruebas de las fallas de la reforma para articular un conjunto de incentivos coherentes que modifique el comportamiento de los agentes de manera que se mejore la eficiencia, se comprometa la inversión y se satisfagan las necesidades sociales sin que esto suponga una carga para el Estado. Sin embargo, por razones de espacio se omite el análisis formal de la economía política de la reforma y de las explicaciones que se han venido dando recientemente al fenómeno de reflujo. Este tema, fascinante y de capital importancia para enfrentarse a las amenazas mencionadas anteriormente, merece un tratamiento especial que en este momento no estoy en condiciones de proporcionar pero al que algunos colegas han hecho contribuciones importantes (Benavides, 2003). Por ahora debemos contentarnos con algunas interpretaciones aisladas a lo largo del estudio, que se recogen en alguna medida en el capítulo de conclusiones, y a las discusiones de los capítulos 6 y 8 más adelante.

En este capítulo se han identificado las dificultades para separar los papeles del Estado y evitar los conflictos asociados con ello. Se reconoce que no es realista pedirle al gobierno nacional que cumpla el compromiso de separación de las funciones de responsable de formular políticas, regulador y empresario y respeto a la autonomía del regulador, en situaciones en que el gobierno tiene la responsabilidad política y en que se pone en riesgo su supervivencia. El riesgo de desabastecimiento de la demanda y de aumentos incontrolados de las tarifas ha supuesto un dolor de cabeza tanto en la región como en países desarrollados, pues el gobierno interviene

el mercado y debilita la institucionalidad. Por tanto, para no dar pie a la intervención justificada del gobierno, sería conveniente que el modelo de mercado minimice la probabilidad de ocurrencia de estos hechos. Cualquier estrategia para hacer sostenible el modelo de mercado, además de contribuir a evitar dicha ocurrencia, debe complementarse con acciones que minimicen los costos de la intervención, como sería, por ejemplo, establecer de antemano las condiciones en que sería legítimo intervenir así como diseñar procedimientos para hacerlo.

Por una variedad de razones, bien sea por razones ideológicas, por la preferencia de usar la propiedad estatal como derecho residual de control, por la reacción en contra de la privatización o por la falta de apetito de los inversionistas privados después de las crisis de los mercados de energía, el Estado continúa actuando como empresario en mayor o menor grado en la mayoría de los países de la región. Esta situación impone desafíos especiales para los reguladores por la naturaleza diferente de los incentivos que ofrecen las dos modalidades y por los conflictos de interés asociados a la participación simultánea de empresarios privados y estatales. Por otra parte, el esquema de gobierno de las empresas estatales y los planes de gestión no han sido eficaces para lograr una gestión eficiente, y queda por ver si los casos relativamente exitosos de empresas estatales en la región, como ICE, EPM y COPEL, pueden repetirse en otros países. Igualmente, si también son reproducibles algunos modelos de empresa mixta con participación de accionistas privados, como el empleado en la empresa ISA en Colombia comentado en el capítulo 4, en donde un plan de democratización accionaria, sumado a una tradición de buena gerencia, ha permitido mantener a raya los intereses *politiqueros* y la utilización de la empresa por parte del gobierno para cumplir objetivos distintos a su objeto social. Sin embargo, el procedimiento más conveniente para mejorar los incentivos para la empresa estatal depende de las condiciones particulares de cada país.

Si bien es claro que la secuencia que recomiendan los libros de texto para la ejecución de las reformas tiene ventajas innegables, en la práctica no ha sido posible adoptarla por ninguno de los países, con la excepción de Chile, lo que ha impuesto costos adicionales al proceso reformista. La *regulación de libro de texto* ha sido difícil de lograr y es necesario replantearse las condiciones que harían posible alcanzar los fines que se persiguen con ella en lugar de insistir en condiciones formales que pueden no aplicarse a las condiciones de nuestros países.

En los países latinoamericanos no ha sido fácil establecer mercados eléctricos competitivos y atraer al mismo tiempo las inversiones necesarias para asegurar la suficiencia de la oferta eléctrica para atender la demanda. Unas estructuras del mercado inadecuadas, la renuencia a permitir que los precios tengan su papel en el mercado, la falta de incentivos para que los inversionistas comprometan recursos en nuevas plantas de generación y el estado incipiente de las instituciones imponen restricciones severas en el conjunto de posibles diseños del mercado. Algunas de estas dificultades fueron anticipadas por los reformadores y se estudiaron soluciones innovadoras, que si bien tienen los problemas comunes a todo compromiso y necesariamente se traducen en niveles de eficiencia inferiores a los teóricos, han permitido un desempeño razonable de los mercados en varios países. Dadas las dificultades experimentadas con los mercados descentralizados en países más grandes y con mayor desarrollo institucional, la adopción de los mercados sobre la base de los costos no parece haber sido una mala idea. Argentina, hasta el colapso de su economía en 2002, fue un paradigma para la región y, aunque en continua evolución, los mercados de Bolivia, Chile, Colombia, Guatemala, Panamá y Perú continúan funcionando. A pesar de que la dificultad de lograr mercados competitivos en mercados pequeños fue plenamente anticipada, algunos países como El Salvador insistieron en un diseño de mercado que no era compatible con su tamaño y tuvieron que pagar los costos de esta equivocación.

Las dificultades experimentadas por los mercados de la región no son exclusivas de los países de América Latina y el Caribe y han sido objeto de la atención de los académicos y técnicos más destacados del mundo, como el lector podrá apreciar en la revisión de las publicaciones sobre el tema que se presenta en el capítulo 7. En este capítulo se anuncia una preferencia por un tipo de solución que no está exenta de problemas y no se ha aplicado todavía en forma operativa en ningún país: la obligación de contratar a largo plazo el suministro de una parte importante de la carga. En la actualidad, diversos países estudian la reestructuración de sus mercados para incorporar estas ideas, pero su puesta en práctica no ha sido fácil. El lector podrá apreciar la magnitud del problema en las descripciones de los esfuerzos de Brasil, Colombia y El Salvador que se presentan en los capítulos 3, 4 y 5, así como una discusión de la documentación con miras a sus aplicaciones en los países de la región en el capítulo 7.

En última instancia, la bondad de cualquier cambio depende de que los beneficios de su adopción superen sus costos. Dado que la mayoría de

los mercados está todavía en su etapa de aprendizaje y en un proceso de ajustes y mejoras, y que cualquier comparación implica supuestos difíciles de enunciar sobre lo que habría sido el desempeño en ausencia del cambio, resulta prematuro hacer un juicio contundente en este momento. No obstante, la persistencia de los mismos problemas que motivaron el cambio en la mayoría de las empresas que no introdujo reformas anima a continuar el esfuerzo para ajustar los diseños de los mercados a las posibilidades de cada país. La medida en que cada país logre solucionar los problemas que afronta y avanzar en la tarea propuesta es una gran incógnita que depende de muchos factores, pero una cosa es clara en este momento: ningún esfuerzo podría ser exitoso si no parte de una evaluación realista y pragmática de las restricciones particulares que, junto con la aplicación de un criterio transparente, permita sopesar las compensaciones recíprocas implícitas en cada una de las disyuntivas presentes. Es crucial entre ellas la definición del tipo de competencia que es posible obtener sin poner en peligro el objetivo básico de atraer las inversiones necesarias para que la luz no se apague.

La regulación de los segmentos monopolistas del mercado ha demostrado ser más difícil de lo previsto; en particular, no ha sido posible implantar un sistema satisfactorio de regulación por incentivos. A pesar de que en general las empresas privadas tienen mayores incentivos para la eficiencia, en algunos casos las condiciones culturales y la debilidad de las instituciones complementarias han impedido obtener estas ganancias. Un desafío particular es cumplir la promesa reformista para orientar el subsidio a aquellos que más lo necesitan por razones de economía política, aunque en algunos casos se han logrado avances importantes. Es notoria además la persistencia de la dificultad para repasar a los consumidores los costos del servicio aun en países reformistas. El capítulo 8 examina con más detalle las dificultades para cobrar por el servicio y para asignar los subsidios a los más pobres.

## Referencias

- Arizu, Beatriz y otros. 2001. *Regulating Transmission. Public Policy for the Private Sector*. Banco Mundial. Washington, D.C.
- Arizu, Beatriz. 2003. *Market Surveillance in Cost Based Electricity Markets: Experiences in Latin America*. Presentación en el Taller de Mercados de Electricidad, Semana de la Energía del Banco Mundial, febrero de 2003. Washington, D.C.

- Ayala, Ulpiano, y Jaime Millán. 2003. Colombia: Coping with Reform Crisis. En *Keeping the Lights on: Power Sector reform in Latin America*, eds. Jaime Millán y Nils von der Fehr. Washington, D.C.: Banco Interamericano de Desarrollo.
- Bergman, Lars. 2005. Why Is The Nordic Electricity Market Working So Well? Presentación EPRI Global Electricity Industry Restructuring. San Francisco, 12 de mayo de 2005.
- Banco Interamericano de Desarrollo (BID). 1996a. Política de servicios públicos domiciliarios. Disponible en línea en: [http://www.iadb.org/exr/pic/VII/OP\\_708.cfm](http://www.iadb.org/exr/pic/VII/OP_708.cfm)
- \_\_\_\_\_. 1996b. Racionalidad de la nueva Política de servicios públicos domiciliarios. Documento interno. Washington, D.C.: BID.
- \_\_\_\_\_. 1998. Elementos estratégicos para el sector de energía en América Latina. Disponible en línea en [http://www.iadb.org/sds/IFM/publication/publication\\_2885\\_2066\\_e.htm](http://www.iadb.org/sds/IFM/publication/publication_2885_2066_e.htm)
- \_\_\_\_\_. 2000. Estrategia de energía. Disponible en línea en [http://www.iadb.org/sds/ENV/publication/publication\\_183\\_2076\\_e.htm](http://www.iadb.org/sds/ENV/publication/publication_183_2076_e.htm)
- \_\_\_\_\_. 2001. Competitividad. El Motor del Crecimiento. Progreso Económico y Social en América Latina. Informe 2001, capítulo 12.
- Benavides, Juan. 2003. ¿Es posible hacer reformas sostenibles? Consideraciones de análisis y diseño para el sector eléctrico. Serie de informes técnicos del Departamento de Desarrollo Sostenible, IFM-134. Banco Interamericano de Desarrollo, Washington, D.C. Disponible en línea en: <http://www.iadb.org/sds/doc/IFM%2D134%5Fs.pdf>
- Benavides, Juan y Manuel Dussan. 2004. Economía política de las finanzas y subsidios del sector eléctrico de Guatemala. Documento de trabajo, División de Infraestructura y Mercados Financieros. Banco Interamericano de Desarrollo, Washington, D.C.
- Bergara, Mario y Andrés Pereyra. 2006. La politización de los servicios públicos. En *La política de las políticas públicas. Progreso económico y social en América Latina. Informe 2006*. Washington, D.C.: Banco Interamericano de Desarrollo.
- Borenstein, Severin. 2001. The Trouble with Power Markets (and Some Solutions). POWER Working Paper no 81. Instituto de la Energía de la Universidad de California. Berkeley
- Brown, Ashley. 2003. Regulators, Policy-Makers, and the Making of Policy: Who Does What and When Do They Do It? *International Journal*

- of Regulation and Governance*, Vol. 3, No. 1, pp.1-11. Disponible en línea en: <http://www.teriin.org/online/ijrg>.
- Brown, Ashley y Ericson de Paula. 2004. Strengthening of the Institutional and Regulatory Structure of the Brazilian Power Sector. Trabajo presentado al Banco Mundial como evaluación del marco regulador del sector eléctrico brasileño. Disponible en línea en: [http://wbln0018.worldbank.org/ppiaf/activity.nsf/files/brazilP091503.pdf/\\$FILE/brazilP091503.pdf](http://wbln0018.worldbank.org/ppiaf/activity.nsf/files/brazilP091503.pdf/$FILE/brazilP091503.pdf)
- Brown, Ashley, John Stern y Bernard Tenenbaum. 2006. A Manual for Evaluating the Effectiveness of Infrastructure Regulatory Systems. Banco Mundial. Washington, D.C.
- Burki, Shahid y Guillermo Perry. 1998. *Beyond the Washington Consensus: Institutions Matter*. Washington, D.C.: Banco Mundial.
- CEPAL. 2002. Proceso de consolidación de los mercados mayoristas de electricidad en los países centroamericanos. Disponible en línea en: [http://www.eclac.cl/cgi-bin/getProd.asp?xml=/mexico/agrupadores\\_xml/aes190.xml&xsl=/mexico/agrupadores\\_xml/agrupa\\_listado.xsl&base=/mexico/tpl/top-bottom.xsl](http://www.eclac.cl/cgi-bin/getProd.asp?xml=/mexico/agrupadores_xml/aes190.xml&xsl=/mexico/agrupadores_xml/agrupa_listado.xsl&base=/mexico/tpl/top-bottom.xsl)
- Chao H., S. Oren y B. Wilson. 2005. Restructured Electricity Markets: Revaluation of Vertical Integration an Unbundling. Disponible en línea en: <http://faculty-gsb.stanford.edu/wilson/selected%20working%20papers%20and%20publications.htm>
- Campodónico, Humberto. 2000. Privatización y conflictos regulatorios: el caso de los mercados de electricidad y combustible en el Perú. Serie Recursos naturales e infraestructura, No. 8. CEPAL, Santiago de Chile.
- Cubbin, John y Jon Stern. 2004 Regulatory Effectiveness: The Impact of Good Regulatory Governance on Electricity Industry Capacity and Efficiency in Developing Countries. Discussion Paper Series No. 04/04. City University, Department of Economics. Londres.
- Espinasa, Ramón. 2001. Marco Institucional de los Sectores Electricidad y Telecomunicaciones en América Latina. Informe de Investigación. Departamento de Investigación, Banco Interamericano de Desarrollo. Washington, D. C.
- Estache, Antonio y Martín Rodríguez-Pardinas. 1998. Light and Lightning at the End of the Public Tunnel: The Reform of the Electricity Sector in the Southern Cone. Documento inédito. Banco Mundial. Washington, D.C.

- Estache, Antonio. 2005. PPI Partnerships versus PPI Divorces in LDCs. World Bank Policy Research Working Paper No. 3470. Washington, D.C.
- Finon, Dominique. 2004. Incentives to invest in liberalised electricity industries in the North and the South. Differences in the need for suitable institutional arrangements. Documento de trabajo. CIRED, Nogent sur Marne (Cedex), Francia.
- Fischer, Ronald y Alexander Galetovic. 2000. Regulatory Governance and Chile's 1998-1999 Electricity Shortage. Centro de Economía Aplicada, Universidad de Chile, Santiago, Chile.
- Foster, Vivien y María Araujo. 2004. Does Infrastructure Reform Work for the Poor. A Case Study from Guatemala. Policy Research Working Paper Series, No. 3185. Banco Mundial, Washington, D.C.
- Jamison, Mark, Lynne Holt y Sanford V. Berg. 2005. Measuring and Mitigating Regulatory Risk in Private Infrastructure Investment. *The Electricity Journal*, Vol. 18, No. 6, julio.
- Joskow, Paul. 2000a. Comments to Fischer and Serra. *Economía*.
- \_\_\_\_\_. 2000b. Transaction Cost Economics and Competition Policy. Trabajo presentado en la Conferencia Anual de la Sociedad Internacional para una Nueva Economía Institucional, Tübingen, Alemania, 3 de septiembre de 2000.
- \_\_\_\_\_. 2001. California's electricity crisis. *Oxford Review of Economic Policy*, Vol. 17, No. 3.
- \_\_\_\_\_. 2003. The Difficult Transition to Competitive Electricity Markets in the U.S. Mayo de 2003, Bush Presidential Conference Center. Disponible en línea en: [http://econ-www.mit.edu/faculty/index.htm?prof\\_id=pjoskow](http://econ-www.mit.edu/faculty/index.htm?prof_id=pjoskow)
- \_\_\_\_\_. 2005. Incentive Regulation in Theory and Practice: Electricity Transmission and Distribution Networks. Preparado por la Oficina Nacional del Congreso de Investigación Económica sobre Regulación de la Economía, 9-10 de septiembre de 2005. Disponible en línea en: [http://econ-www.mit.edu/faculty/index.htm?prof\\_id=pjoskow](http://econ-www.mit.edu/faculty/index.htm?prof_id=pjoskow)
- Lovei, Laszlo, 2000. The Single-Buyer Model: A Dangerous Path Towards Competitive Electricity Markets. Public Policy for the Private Sector. Note number 225. Private Sector and Infrastructure Network. Grupo del Banco Mundial, Washington, D.C.
- Manzetti, Luigi y Carlos Rufin. 2005. Private Utility Supply in a Hostile Environment: The Experience of Water/Sanitation and Electricity

- Distribution Utilities in Northern Colombia, the Dominican Republic, and Ecuador. Documento de trabajo. Banco Interamericano de Desarrollo, Washington, D.C.
- Maurer, Luiz, Mario Pereira y José Rosenblatt. 2005. Implementing Power Rationing in a Sensible Way: Lessons Learned and International Best Practices. Informe 305-05, ESMAP. Banco Mundial, Washington, D.C.
- Millán, Jaime y Antonio Vives. 2001. Reform in Small Electricity Markets: A Single Model? *IFM Review*, 7 (2):1, 4-6. Banco Interamericano de Desarrollo, Washington, D.C.
- Millán, Jaime y Nils von der Fehr, eds. 2003. *Keeping the Lights On: Power Sector Reform in Latin America*. Washington, D.C.: Banco Interamericano de Desarrollo.
- Newbery, David M. 2005. Different Paths to Reform in the UK. Presentación EPRI Global Electricity Industry Restructuring. San Francisco, 12 de mayo de 2005.
- Pinhel, Antonio, 2005. Description of the Coelba Case in Innovative Approaches to Slum Electrification. Semana de la Energía del Banco Mundial. Disponible en línea en: <http://www.worldbank.org/energy/energyweek2005/presentations/16%20Tallapragada/SlumElecWorldBankEWeek%20FINAL.pdf>
- Pollitt, Michael. 2004a. Electricity Reforms in Argentina: Lessons for Developing Countries. Cambridge Working Papers in Economics CWPE 0449. Cambridge, Reino Unido.
- \_\_\_\_\_. 2004b. Electricity Reforms in Chile: Lessons for Developing Countries. Cambridge Working Papers in Economics CWPE 0449. Cambridge, Reino Unido.
- von der Fehr, Nils y Wolak, Frank. 2002. Power Sector Reform in Brazil: Some Issues. Informe preparado para el Gobierno del Brasil. Disponible en línea en: <http://www.stanford.edu/~wolak/>
- Walker, Ian y Juan Benavides. 2003. Honduras: The Road to Sustainable Reform. En *Keeping the Lights On: Power Sector Reform in Latin America*, Jaime Millán y Nils von der Fehr, eds. Washington, D.C.: Banco Interamericano de Desarrollo.
- Wallsten, S. y otros. 2004. New Tools for Studying Network Industry Reforms in Developing Countries: The Telecommunications and Electricity Data Base. Documento de trabajo. Banco Mundial. Washington, D.C.

- Wolak, Frank. 2002. What Went Wrong with California's Re-structured Electricity Market? (And How to Fix It). Disponible en línea en: <http://www.stanford.edu/~wolak/>
- Wolak, Frank. 2004a. Designing Competitive Wholesale Electricity Markets for Latin America. Competitiveness Studies Series Working Papers C-104. Departamento de Investigación, Banco Interamericano de Desarrollo. Disponible en línea en: [http://www.iadb.org/RES/index.cfm?fuseaction=Publications.List&type=pub\\_type&pub\\_type\\_id=COM&pub\\_type\\_id1=COM](http://www.iadb.org/RES/index.cfm?fuseaction=Publications.List&type=pub_type&pub_type_id=COM&pub_type_id1=COM)
- Wolak, Frank. 2004b. Lessons from International Experience with Electricity Markets Monitoring. *IFM Review*, Vol. 10, No. 1. Disponible en línea en: <http://www.iadb.org/sds/doc/IFMReview-Vol10No1-2004.pdf>

## La reforma en Brasil

A pesar del alivio financiero que representaron las medidas tomadas en 1993, comentadas en el capítulo 1, la debilidad financiera de las empresas y otros problemas ocasionaron un atraso considerable en la inversión con respecto a las necesidades del sector. Así, entre 1991 y 1994 en promedio sólo se agregaron cerca de 1.000 MW por año de capacidad al sistema y persistía la parálisis de muchas obras. Ante la incapacidad del Gobierno del Brasil de hacer frente a los compromisos financieros requeridos para la inversión en el sector, dentro del marco de la política del plan real se hacía imprescindible adoptar una nueva salida que captara la participación del sector privado. El camino seguido por Brasil para reformar su sector fue un poco tortuoso, con momentos de euforia y de desespero, pero a pesar de que el experimento reformista casi fracasa con la crisis de suministro de 2001, al momento de escribir estas páginas se alberga la esperanza de que se pueda enderezar el rumbo y consolidar una solución que, atendiendo las urgencias del momento, deje abiertas las posibilidades para desarrollos futuros. Después de describir los elementos de la reforma efectuada por el gobierno de Fernando Henrique Cardoso en los años noventa, este capítulo se detiene en un recuento de la crisis de 2001 y de las enseñanzas que pueden extraerse de la misma antes de entrar a describir los elementos de la reforma del gobierno de Luiz I. “Lula” da Silva y comentar sobre sus fortalezas y debilidades. Finalmente se describen las dificultades experimentadas para establecer un sistema regulador y se comentan algunos análisis que se han hecho sobre su desempeño.

### Las reformas de Cardoso

A mediados del último quinquenio del siglo pasado, el gobierno de Cardoso emprendió el diseño de un nuevo modelo del sector y al mismo tiempo

aprovechó las facultades de la ley de concesiones, aprobada en 1988 pero solamente reglamentada en 1995 por medio de la ley 9074, para impulsar proyectos de generación por parte del sector privado, en su mayoría de autogeneración por grupos industriales importantes, y poner en marcha un ambicioso programa de privatización que prometía recaudos significativos para aliviar su situación fiscal.

La discusión del nuevo modelo del sector fue una larga concertación en torno a las propuestas de una firma consultora extranjera —Coopers & Lybrand—, en la que se manifestaron los intereses particulares de las burocracias estatales además de otros intereses legítimos que surgían de la complejidad técnica de un sistema dominado por la generación hidroeléctrica en unas pocas cuencas con alta interdependencia. Mientras tanto, las necesidades fiscales del gobierno no le permitían esperar a seguir la secuencia ortodoxa que exige tener un nuevo marco regulador, un organismo regulador y un mercado en servicio antes de empezar a privatizar.

El gobierno delegó en el Banco Nacional de Desarrollo (BNDS) todo el proceso de privatización que inició con las empresas de distribución, las cuales, habida cuenta que eran los mayores focos de ineficiencia y clientelismo, serían la primera prioridad en un proceso canónico, aunque también eran las que ofrecían las mejores posibilidades de lograr una mejora de gestión por parte del sector privado, haciéndolas más apetecibles. Para hacer viable la privatización de las distribuidoras sin tener listos los demás componentes de la reforma, el gobierno estableció que las generadoras del Estado firmaran contratos de largo plazo con las empresas distribuidoras que vencerían en forma escalonada a partir del año 2003. El proceso se inició en 1995 con la privatización de la empresa Escelsa, propiedad de Eletronbrás, y continuó con Light Serviços de Eletricidade S/A y Companhia Energética do Rio de Janeiro (CERJ) en 1996. En total, entre 1995 y 1998 se privatizó cerca del 60% de la distribución, lo que supuso unos ingresos para el fisco de cerca de US\$27,7 mil millones. Para 2001 este nivel se había elevado al 64% con primas sobre el precio mínimo del 40% en promedio. Sin embargo, de las grandes empresas integradas verticalmente propiedad de los estados, sólo las de São Paulo fueron privatizadas. Un golpe notorio contra la privatización fue la revocación que hizo el nuevo gobernador de Minas Gerais, Itamar Franco, de la negociación que daba el control de la empresa estatal CEMIG a empresas americanas, decisión que fue mantenida por los tribunales, y COPEL, empresa del estado de Paraná, fue ofrecida en venta únicamente después de la crisis, de manera infructuosa. De hecho,

la totalidad de las empresas puestas a la venta eran empresas en las que Eletronor había adquirido el control accionario al capitalizar las deudas que su mala gestión les había impedido saldar.

¿Cuál es la explicación de este éxito inicial en la venta de las empresas de distribución? Las expectativas que ofrecía posicionarse en un mercado tan grande como el de Brasil hicieron que empresarios privados locales y extranjeros se volcaran en una puja que en algunos casos culminó en el pago de precios de hasta cerca del doble del precio base, lo que en principio se consideró un éxito rotundo. Esta carrera por comprar en Brasil es aún más sorprendente cuando se tiene en cuenta que se hizo sin contar todavía con un modelo del sector ni con un organismo regulador independiente y en funcionamiento y se basaba en contratos de concesión para los distribuidores, quienes a su vez tenían asignados contratos de generación con los generadores existentes a precios establecidos por un período de tiempo fijo hasta que se iniciara gradualmente la liberación del mercado a partir del año 2003. En opinión de varios autores (Rufin, 2003; Brown, 2003), en su afán por tener éxito en los primeros negocios, el BNDS ofreció condiciones muy favorables a los inversionistas<sup>1</sup>. Además de ofrecerles créditos para la compra, no se estipularon condiciones de calidad ni otro tipo de requisitos normales en cualquier regulación. Esta omisión volvería a causar inquietud más tarde en 1997 cuando la falta de inversión por parte de Light, juntamente con un verano extremadamente caluroso, llevaron a cortes del servicio en Rio de Janeiro que pusieron en aprietos a la recién creada ANEEL, que no tenía las atribuciones legales para sancionar a la empresa.

En efecto, el nuevo organismo regulador ANEEL sólo se creó y empezó a funcionar en 1997 cuando se inauguró con la crisis de Light. El diseño del mercado mayorista tomó más tiempo debido al proceso de concertación que se desarrolló para incorporar todos los intereses de las empresas y a la idiosincrasia del sector de generación, dominado por centrales hidroeléctricas interdependientes y concentradas en unas pocas cuencas, que obligó a desarrollar diseños a medida. Este acuerdo no se logró hasta 1998, pero para el momento de la crisis de 2001 el mercado mayorista todavía no había liquidado ninguna transacción.

<sup>1</sup> Aunque los resultados no siempre fueron muy halagüeños, como lo demuestra el impacto del racionamiento en su desempeño financiero.

El éxito alcanzado en la privatización de la distribución no se reprodujo en la generación debido en parte a la demora en el establecimiento de las reglas del mercado, pero principalmente a la oposición de los técnicos de las empresas y sus administraciones, que iniciaron una fuerte campaña en contra de la privatización de las mismas, y de la oposición política, que había ocupado gobernaciones de estados en donde se encontraban los activos de generación del grupo Eletrobrás y trataba de mantener su posición. De esta forma, para fines de 1998 no se había logrado privatizar FURNAS ni ninguna otra de las grandes empresas generadoras, con excepción de Eletrosul. A pesar de que en 2001 el 26% de la generación estaba en manos del sector privado, debe tenerse en cuenta que sólo la quinta parte correspondía a una empresa generadora privatizada (Centrais Geradoras do Sul do Brasil S.A., GERASUL) y el resto a empresas verticalmente integradas y a la autogeneración producida por grandes grupos industriales.

El modelo propuesto para el sector incluía el desmantelamiento de Eletrobrás, que transferiría sus funciones de planificación al Ministerio de Minas y Energía (MME), y la operación física realizada por un nuevo organismo, el Operador Nacional del Sistema (ONS), en cuya junta directiva participaban los agentes del sector pero donde no estaba representado el gobierno federal, y el mercado mayorista de energía (MAE), en cuya junta participaron inicialmente sólo los agentes del sector.

### **El origen de la crisis**

Debido a la parálisis en la inversión de las empresas estatales, la transición al nuevo modelo estaba basada en la conclusión de unas importantes obras en construcción y en la futura vinculación del sector privado a través de plantas térmicas que utilizaran gas natural producido localmente e importado de Bolivia a través del recientemente construido gasoducto, las cuales empezarían a generar electricidad hacia el año 1999. Para el éxito del sistema era, por tanto, fundamental que esta transición se efectuara sin contratiempos y que las inversiones estuvieran disponibles para garantizar el abastecimiento en un sistema fundamentalmente hidroeléctrico y sujeto por consiguiente al riesgo hidrológico. Como se indica más adelante, la crisis de abastecimiento que se desató a principios de 2001 ha sido atribuida por unos a la ocurrencia de una severa sequía y por otros a *una sequía de inversiones* ocasionada por las fallas del modelo de mercado para atraer las inversiones necesarias, pero antes de entrar en este debate es preciso hacer una digresión para recordar

las características especiales del sistema de generación brasileño dominado por la hidroelectricidad.

Los caudales de los ríos que alimentan las centrales hidroeléctricas presentan una gran volatilidad tanto en el ámbito estacional como anual, y no es posible predecir sus valores con certeza. Sólo es posible referirse a ellos en términos probabilistas, ya sea como la probabilidad de que se supere un cierto valor o bien a través de los parámetros de los modelos estocásticos que describen la serie de tiempo de los caudales. Esas series de tiempo de caudales muestran tanto dependencia en el tiempo como entre los caudales de ríos vecinos, y su modelización es compleja. El sistema brasileño está compuesto por una serie de plantas interdependientes con capacidad de almacenamiento plurianual, lo que hace el problema más complejo y aconseja un manejo coordinado del sistema hidroeléctrico y térmico con objeto de asegurar que la probabilidad de no abastecer la demanda en un mes dado durante el horizonte de planificación sea menor que un umbral establecido. Es importante destacar que no es posible garantizar con certeza que se contará con el suministro a no ser que se incurra en un exceso de capacidad que conllevaría unos costos exagerados, por lo que los planificadores escogen un umbral generalmente arbitrario, aunque en ocasiones se establece un valor en el que el costo adicional de la inversión y operación del sistema es igual al valor esperado del costo de incurrir en una falla en el suministro.

En Brasil, la planificación se hace con una tolerancia para fallas del 5% en un mes dado para una proyección de la demanda realizada por el planificador. Esto indica que aun en el caso de que la expansión del sistema se hubiera hecho con este criterio existe todavía una probabilidad de racionamiento del 5%. Por tanto, una falla en el abastecimiento puede ser debida a la ocurrencia de una sequía extrema, con probabilidad de ocurrencia menor que el criterio de diseño; a la ocurrencia de una sequía menos severa pero en momentos en que rezagos en la inversión no permitan contar con la capacidad instalada requerida para asegurar la confiabilidad deseada; o a una demanda mayor que la prevista. Pero también puede deberse a errores en la estimación de la energía que podría abastecer el sistema con una confiabilidad dada, a una interpretación equivocada del concepto de confiabilidad o a una operación inadecuada del sistema hidrotérmico durante el fenómeno. Es necesario recordar que este sistema de planificación no tiene en cuenta la respuesta de los consumidores a cambios en los precios que pudieran reducir el consumo aliviando así el déficit de oferta.

Durante el debate subsiguiente a la crisis de 2001 se han aventurado toda suerte de explicaciones dependiendo de la ideología del opinante, pero existe cierto consenso en que los problemas encontrados para asegurar la nueva generación durante la transición tuvieron un papel decisivo en el desarrollo de la crisis. Algunos de los analistas más conocedores del problema dentro de Brasil aseguran que si bien la sequía fue un hecho excepcional, los errores producidos en la asignación de *la energía asegurada* (aquella que puede garantizarse con una confiabilidad mayor del 95%) daban una falsa sensación de seguridad que impidieron la contratación de energía para mantener la confiabilidad del sistema al nivel requerido (Pereira, 2003; Maurer, Pereira y Rosenblatt, 2005). En el sistema brasileño cada empresa distribuidora tenía la obligación de contratar hasta el 85% de su demanda mediante contratos de *energía asegurada*, pudiendo comprar el resto en el mercado de entrega inmediata. En el momento de la crisis las distribuidoras tenían, en teoría, el 100% de su demanda contratada (Maurer, Pereira y Rosenblatt, 2005). Además, cuando la evolución del nivel de los embalses puso en evidencia la necesidad de mayores recursos las distribuidoras se sintieron temerosas de que el regulador no les autorizara el repaso de los mayores costos a las tarifas.

Sin embargo, aun si aceptamos la hipótesis de que la seguridad del sistema era menor que la necesaria, las dificultades experimentadas en ese momento para atraer la inversión privada necesaria para la expansión de largo plazo —y de corto plazo una vez que el operador del sistema alertó en 2000 sobre los peligros de racionamiento<sup>2</sup>— arrojan dudas sobre la posibilidad de que una detección oportuna del error hubiera podido evitar la crisis. El MME era consciente desde 1999 de las dificultades para comprometer la inversión privada en las nuevas termoeléctricas y organizó un plan de emergencia, conocido con la sigla PPT, en el que ordenó a la empresa estatal Petrobrás que tratara de crear asociaciones con el sector privado con objeto de mitigar la falta de incentivos para invertir. En forma similar, ordenó a Eletrobrás que facilitara en algunos casos la garantía de compra para asegurar la colocación de dicha energía. Hacia el año 2000 el MME buscó el apoyo de la banca multilateral para financiar tales proyectos.

<sup>2</sup> En 2000 el operador del sistema solicitó la contratación de emergencia de nueva generación pero, ante la imposibilidad de lograr un acuerdo con ANEEL para el traspaso de los costos de dicha energía a los consumidores, estos esfuerzos también fracasaron.

Los inversionistas del sector privado tenían varias dificultades con la definición de los términos que harían viable su inversión. Como se indicó anteriormente, el MAE no entró a funcionar sino con un año de atraso y sus resultados no fueron muy afortunados ante la incapacidad de efectuar liquidaciones, en particular con la renuencia de FURNAS, empresa de generación estatal, a cumplir sus compromisos de pagar energía en el mercado de entrega inmediata necesaria para cumplir sus obligaciones derivadas del atraso de su planta nuclear Angra II. A esto se agregó la incertidumbre con relación a importantes aspectos del nuevo marco regulador, tales como el repaso de los costos de generación, pérdidas, contratos de manejo de la congestión, definición de los precios del gas y del manejo del riesgo cambiario (dado que el precio del gas estaba fijado en dólares de Estados Unidos), y dificultades para establecer contratos de largo plazo con distribuidoras y consumidores libres.

Como se señaló anteriormente, habida cuenta que la mayor parte de las distribuidoras estaban contratadas al 100% hasta 2001, cualquier contratación nueva se hacía a riesgo de no lograr que ANEEL aceptara el traspaso de costos a los consumidores, lo que redujo las opciones a empresas verticalmente integradas que se aprovechaban de algunos defectos en la regulación de los llamados valores normativos. Sin embargo, la rigidez en el traspaso del riesgo cambiario a los consumidores, que no fue solucionada hasta que Petrobrás accedió a asumir el riesgo ante la inminencia del racionamiento, impidió que se concluyeran a tiempo acuerdos con estas compañías.

### El manejo de la crisis de abastecimiento de 2001

En estas circunstancias, en abril de 2001 el gobierno de Cardoso fue sorprendido por la inminencia de un racionamiento de gran magnitud obligado por el bajo nivel de los caudales y del agua almacenada en los embalses. Esta era la primera noticia del racionamiento que tenía el gobierno, pues el MME no había lanzado señales de alerta porque había puesto todas sus esperanzas en los nuevos proyectos de Petrobrás y Electrobrás y en una hidrología favorable. A las puertas de un fenómeno de consecuencias funestas desde el punto de vista electoral y ante la falta de señales de alerta por parte del regulador y los organismos del sector, el gobierno decidió tomar el control directo de la crisis y nombró al ministro de la Presidencia, Pedro Parente, como coordinador de la Cámara de Gestión de la Crisis (GCE, en su sigla

en portugués) para adoptar las medidas necesarias, incluido el diseño del procedimiento que habría que seguirse para racionar la energía.

El GCE, compuesto por un selecto grupo de técnicos del sector y del gobierno, puso en marcha un grupo de medidas que variaban desde la obtención de generación de emergencia y el desencallamiento de los proyectos en marcha hasta la elaboración de un novedoso programa para reducir el consumo de la demanda en un 20%, necesario para que el sistema no se colapsara y se produjera un apagón general, mediante un sistema de cuotas para cada consumidor y el establecimiento de incentivos y sanciones para cumplirlo. Igualmente, se concentraron los subsidios para eficiencia energética que mandaba la ley con objeto de permitir a los usuarios de bajos ingresos la instalación de lámparas eficientes, y a las empresas que podían exceder su cuota se les ofreció la oportunidad de vender sus excedentes a las empresas en déficit. De esta forma se emplearon instrumentos de mercado en el manejo de la crisis que evitaron la utilización de cortes programados del servicio y el altísimo costo que ello representaba para la economía. El éxito de este programa fue tal que tres años después de haberse concluido el racionamiento el consumo no se había recuperado a los niveles anteriores a la crisis, lo que a su vez ocasionó pérdidas cuantiosas a las distribuidoras. En efecto, la ley obligaba a los generadores a cumplir las obligaciones contraídas con los distribuidores siempre y cuando fuera considerado un caso de fuerza mayor. Esto hubiera impuesto fuertes erogaciones para los generadores de propiedad estatal, que como ya se sabe constituían la gran mayoría, y ante ello el gobierno optó por condonar dicha obligación y resarcir a los distribuidores cobrándoles a los consumidores este costo, aunque con un rezago notable (tres años) que incidiría significativamente en el flujo de caja de las distribuidoras, como se indicará más adelante.

Pasada la crisis, el GCE se transformó en un grupo permanente encargado de efectuar los ajustes al nuevo modelo con miras a evitar la recurrencia del fenómeno. Para ello se preparó un proyecto de ley que fue aprobado en las postrimerías de la legislatura que se proponía eliminar los problemas originados en el sistema del *valor normativo*, un tope a los precios de compra de energía al por mayor que las distribuidoras podrían repasar a sus consumidores regulados. La solución consistió en establecer subastas obligatorias para el suministro de energía de largo plazo por un volumen igual al 95% de la demanda. Asimismo, se revisó la energía asegurada y se repasó el funcionamiento del modelo que define los intercambios en el mercado de entrega inmediata. Para coordinar mejor en el ámbito de

alto gobierno los aspectos relacionados con el sector se reactivó el Consejo Nacional de Política Energética (CNPE), que fue creado inicialmente en 1998 y había sido inoperante hasta la crisis, el cual contaba a su vez con subcomités operativos. Para hacer frente al problema de la falta de planificación se creó un organismo encargado del planeamiento y un comité responsable del seguimiento del mercado, de manera que no se repitieran las sorpresas. Igualmente, se reformó el gobierno del ONS y del MAE con la finalidad de eliminar los cuellos de botella que habían impedido tomar las decisiones adecuadas y se tomaron medidas sobre riesgo cambiario por parte de Petrobrás que eliminaban los problemas anteriores. En 2003, el gobierno organizó las primeras subastas para renovar los vencimientos de los contratos originales con que se efectuó la privatización. Esta actuación fue boicoteada por algunas empresas estatales, como FURNAS, lo que dio lugar a los bajos precios que surgieron una vez se hubo superado la crisis.

En resumen, consciente del vacío creado durante la transición, la reforma del gobierno de Cardoso se concentró en encontrar ajustes a los problemas identificados dentro de las restricciones políticas del momento que le impidieron profundizar las reformas y, más específicamente, después de reconocer que no sería posible avanzar en la privatización de la generación. Las modificaciones le permitían al modelo subsanar las principales fallas detectadas durante la crisis. Sin embargo, el gobierno no aprovechó la oportunidad para introducir las mejoras sugeridas por una consultoría financiada por el BID, que fortalecían el modelo al permitir que una parte significativa de la carga pudiera responder a las señales de precios, y modificar su modelo de operación de los embalses para reflejar costos de racionamiento más elevados (von der Fehr y Wolak, 2002). Igualmente, mantuvo el controvertido mecanismo de relocalización de energía (MRE), utilizado para asignar la energía asegurada entre todas las plantas del sistema.

A pesar del éxito obtenido en el manejo de la crisis, tanto el público nacional como extranjero asocia el gobierno de Cardoso con el equivocadamente llamado apagón, ignorando las importantes enseñanzas que se pueden extraer de esta experiencia. Es notorio que el mismo programa de rehabilitación del sector eléctrico del gobierno de Cardoso, como tampoco el de su sucesor, no incorporara las enseñanzas sobre la importancia del precio o de perfeccionar el sistema de cuotas utilizado durante el mismo para racionar el consumo sin tener que recurrir a apagones generalizados. Afortunadamente, una reciente publicación del Banco Mundial (Maurer,

Pereira y Rosenblatt, 2005) rescata los detalles de la ejecución del programa de racionamiento y los resultados logrados con esta experiencia, algunos de los cuales resumimos a continuación por considerarlos de sumo interés para el lector.

### ***Las enseñanzas extraídas del manejo de la crisis***

El rasgo que define la originalidad del manejo de la crisis en Brasil, en comparación con las experiencias de otras regiones como California, es que no fue un apagón en el sentido técnico sino un manejo de la demanda que le daba cierto juego al mercado y permitía a cada usuario acomodar su consumo sin estar sometido a cortes arbitrarios del servicio. La mencionada publicación del Banco Mundial señala que no fue fácil para el gobierno adoptar la medida a pesar de que anteriormente en Brasil ya se había utilizado con algún éxito un sistema de cuotas. El principal defensor de la medida era la Associação Brasileira dos Agentes Comercializadores de Energia Elétrica (ABRACEEL), que propugnaba un sistema de cuotas al precio regulado y el precio del mercado de entrega inmediata para cualquier excedente sobre la cuota, relacionándolo de esta manera directamente con el mercado, mientras que los principales opositores eran los distribuidores, quienes veían numerosas dificultades para la ejecución práctica del plan. El sistema adoptado finalmente incluía las cuotas por consumos que variaban por tipo de consumidor<sup>3</sup>, con pago de los excedentes a precio del mercado de entrega inmediata, de una manera explícita para los grandes consumidores y en menor medida para los demás<sup>4</sup>. Los consumidores de bajos ingresos (consumo menor de 100 kWh por mes) que lograran ahorros mayores no estaban sometidos a cuota obligatoria pero sí recibían bonificaciones por ahorros superiores a la meta establecida. Las bonificaciones se cubrían con los sobrecostos y otros consumidores en baja tensión, además de los pobres, recibían bonificaciones dependiendo de la disponibilidad. Los incentivos

<sup>3</sup> Las cuotas para los consumidores residenciales, exceptuando consumos menores de 100 kWh, y los consumidores en bajo voltaje eran del 80% del consumo mensual del período del año anterior, y las de alto voltaje iban entre el 70% y el 85% dependiendo del sector (rural, 90% y uso público, 65%).

<sup>4</sup> Los excedentes para los consumidores con consumos de más de 500 kWh por mes pagaban un valor de tres veces la tarifa, equivalente al tope de precios en el mercado de entrega inmediata.

se completaban con la amenaza de desconexión para los consumidores reincidentes, con excepción de los consumidores de bajos ingresos. Adicionalmente, para los grandes consumidores con capacidad de superar su cuota el sistema preveía la posibilidad de poder vender sus excedentes a otros de su misma categoría con dificultades para hacerlo, y se establecía un mercado para efectuar estas transacciones.

Aunque el resultado general es claramente satisfactorio y se alcanzaron las metas fijadas, y en algunos casos se rebasaron largamente, lamentablemente no es posible identificar qué parte correspondió a cada medida debido a que las distribuidoras no mantuvieron un banco de datos con información detallada. Sin embargo, algunos datos disponibles dan una indicación de los resultados. El gobierno sostuvo la promesa de dar bonificaciones a los consumidores que sobrepasaran su meta, diferentes a las de los consumidores de bajos ingresos, con aportes presupuestarios, aun cuando los recursos de los recargos no alcanzaron, con el objeto de incentivar el ahorro. En total durante el período se pagaron unos 833 millones de reales y los aportes adicionales del gobierno fueron 405 millones de reales. Esto parecería indicar que las bonificaciones funcionan más que los sobrecostos, pero no es posible sacar esta conclusión con la información disponible porque tanto la base como los montos de las bonificaciones y los recargos no eran simétricos y las bonificaciones se mantuvieron por un tiempo después de terminarse los recargos. Además, la fuerte respuesta de los usuarios de bajos ingresos puede explicarse al menos parcialmente por la distribución gratuita de lámparas fluorescentes compactas que se hizo entre estos usuarios al orientar a tales grupos los montos destinados a eficiencia energética por la ley.

Por otra parte, las cuotas, como acertadamente anotan Maurer y colaboradores (2005), permitieron a los consumidores visualizar la importancia del consumo marginal y, en cierta forma, tener una respuesta más elástica. Hay que señalar también la importancia de la amenaza de desconexión, que aunque no estuvo presente en los consumidores de menos de 100 kWh sí puede haber sido un factor decisivo en la respuesta de los consumidores de altos ingresos.

Otro aspecto interesante desde el punto de vista del mercado es el comercio de cuotas que fue permitido para los usuarios de alta tensión. Desdichadamente tampoco existe información que permita cuantificar el resultado porque la mayor parte del comercio que se dio fue en forma bilateral a través de la bolsa u otros mecanismos establecidos por las empresas distribuidoras. Los usuarios con capacidad mayor de 2,5 MW podrían par-

ticipar en subastas organizadas por el MAE y los demás consumidores de alta tensión sólo participarían en las bilaterales. El volumen transado en el MAE fue mínimo: reflejaba menos del 0,5% del consumo en el área afectada, pero los autores aportan pruebas anecdóticas de arreglos bilaterales por sumas cinco veces mayores que las anteriores.

El programa permitió ahorros que superaron ampliamente las metas establecidas tanto en el sector residencial como en el industrial, y que perduraron hasta mucho después de pasada la emergencia. El consumo de 2000 no se igualó de nuevo hasta 2003. Los consumos por usuario en el sector residencial en 2003 eran similares a los observados en 1994. Esto llevó naturalmente a acentuar los problemas financieros de las distribuidoras, ya castigadas por las reducciones de ventas durante la crisis. La crisis puso en evidencia un problema de gran importancia en las disposiciones jurídicas sobre el sistema de conciliaciones de contratos entre generadores y consumidores y la asignación de las responsabilidades de cada cual en el caso de falta de energía, lo que ocasionó transferencias de riqueza enormes entre ambos grupos, con impactos financieros desastrosos para algunas de ellas, y obligó a organizar una operación de salvamento por parte del gobierno que fue muy controvertida.

Con objeto de facilitar la transición al nuevo modelo las generadoras comprometieron toda su energía asegurada con las distribuidoras por medio de los llamados contratos iniciales, con vencimientos escalonados en el tiempo a partir de 2003. En caso de no cumplir los compromisos las generadoras deberían cubrirlos con compras al mercado de entrega inmediata. En el caso de una crisis sistémica no es posible generar toda la energía asegurada y el precio de la entrega inmediata se eleva al costo de racionamiento; esto daría incentivos para que plantas *mercantes* vendieran en el mercado de entrega inmediata. Este procedimiento proporcionaría una salida elegante al problema de la seguridad del suministro si fuera posible construir a tiempo toda la generación de emergencia requerida, pero conlleva un elevado costo para las generadoras. Si la energía adicional que pudiera contratarse en el mercado de entrega inmediata no fuera suficiente para atender la demanda se podría seguir desembalsando hasta acabar el agua y luego se empezaría a racionar, pero esta política implicaría un apagón general para todo el sistema que supondría un golpe tremendo para la economía, por lo que en estos casos se empieza a racionar en forma preventiva desde un nivel determinado de los embalses. Por esta razón, y para aliviar la situación de los generadores, la legislación disponía a través del famoso Anexo V que los

contratos se pudieran reducir en una cantidad proporcional a los racionamientos, pero no del todo. En estas condiciones, en caso de racionamiento las distribuidoras quedarían con un crédito de energía que las generadoras deberían pagar al costo del mercado de entrega inmediata, ante la imposibilidad de entregarlo físicamente. Las distribuidoras se aferraron a esta disposición porque les proporcionaba ingresos que compensaban las caídas en las ventas y los generadores argüían que esto los llevaría a la quiebra. Aunque en principio pareciera que los generadores tuvieran claro el alcance de sus responsabilidades, Maurer y colaboradores (2005) afirman que las disposiciones eran ambiguas, lo que llevó a interminables discusiones que no tuvieron otra salida que el salvamento por parte del gobierno. En mi opinión, los generadores podían argüir que el problema era culpa del operador del sistema dado que ellos no tenían ninguna responsabilidad en la operación, sólo tener las plantas disponibles. Algunos argumentan que los distribuidores sabían que sus contratos eran inadecuados y deberían haber hecho contrataciones adicionales, pero como ya vimos anteriormente no estaban seguros de poder trasladar esto a los consumidores. Sin embargo, aun en el caso de que no existieran estos problemas, el riesgo residual de racionamiento no desaparece y, aunque atenuada la exposición por el Anexo V, las obligaciones de los generadores siguen vigentes y la solución proporcionada aumenta el riesgo moral.

## Las reformas de Lula

Los esfuerzos del gobierno de Cardoso para resolver la crisis no fueron suficientes para evitar una derrota en las elecciones de 2002, que ganó el Partido de los Trabajadores (PT) con una plataforma de cambio fundamental en el modelo de mercado del sector eléctrico, al que consideraba un fracaso más del modelo neoliberal. Esta plataforma, presentada por un grupo de expertos simpatizantes del gobierno, coordinados por el Instituto Ciudadanía, se basaba en la propuesta del profesor Ildo Sauer y propugnaba básicamente un regreso al control de todos los procesos y, en particular, de la inversión, por el Estado, lo que permitiría el mantenimiento de las tarifas bajas. Para fortuna del sector la propuesta original fue modificada significativamente por la pragmática Ministra Dilma Rousseff, quien tras un largo proceso de diálogo con los agentes del sector logró aprobar la ley 10847, que establecía los criterios generales del nuevo modelo, y la ley 10848, por

la que se creaba el nuevo organismo de planificación, Empresa de Pesquisa Energética (EPE), ambas con fecha de 15 de marzo de 2004. El modelo adoptado por el gobierno de Lula, que se describe más adelante, conservó algunas de las reformas de 2003 introducidas por Cardoso, y si bien le dio mucho mayor juego al Estado en los aspectos de planificación y en la ejecución de las medidas, respetó los compromisos con el sector privado y procuró vincularlo en la construcción y financiación de las nuevas plantas de generación requeridas para atender la demanda. El modelo de mercado se basa en la segmentación en un mercado regulado, conocido como Ambiente de Contratação Regulada (ACR), que atiende a todos los clientes menores de un tamaño determinado servido por las distribuidoras, y un segmento libre, el denominado Ambiente de Contratação Livre (ACL), conformado por grandes clientes. Las distribuidoras que participan en el ACR obtienen la energía en dos subastas, una por *energía vieja*, que se genera en plantas existentes, y otra por la llamada *energía nueva*, para plantas que requieren construirse y cuyo número y oportunidad estarían definidos por estudios realizados por el EPE.

A diferencia del modelo adoptado como resultado de la crisis en las postrimerías del gobierno de Cardoso, en el que cada empresa distribuidora o gran cliente compraba su energía mediante contratos de largo plazo en subastas periódicas, ahora la energía requerida para abastecer el incremento de la demanda de todo el sistema en un año futuro se compraría en una subasta realizada con algunos años de anticipación en la que diferentes empresarios pujarían por construir plantas previamente identificadas y diseñadas por el EPE, y esa energía se repartiría entre los distribuidores proporcionalmente a sus necesidades. Cada generador debería firmar contratos con todas y cada una de las distribuidoras del ACR. Los grandes clientes participantes en el ACL continuaban negociando su energía por medio de contratos bilaterales con los generadores independientes y en el mercado de entrega inmediata, de manera similar a como lo hacían anteriormente. El recuadro 3.1 resume las funciones de las instituciones encargadas de la formulación de políticas, reguladoras y del mercado del nuevo modelo, mientras que en un anexo a este capítulo se presentan detalles del mismo.

Los objetivos perseguidos explícitamente por el gobierno actual son la estabilidad tarifaria, que se logra con las subastas de energía vieja que cubren la mayor parte de su consumo, y la disminución de riesgos a los inversionistas de generación, que venderían su energía a largo plazo y no

asumirían el riesgo del mercado. Con estas medidas el gobierno espera que el costo del suministro disminuya considerablemente y se garantice la inversión nueva eliminando por tanto el riesgo de una falla en el suministro. El modelo comprende un gran número de importantes detalles y se basa en supuestos que pueden ser difíciles de cumplir, como analizaremos en los párrafos siguientes, pero en general ha sido aceptado por los agentes y las organizaciones multilaterales como el compromiso posible de alcanzar dentro de la coyuntura política, y que en última instancia podría perfeccionarse con el tiempo. En esencia, tanto el modelo de la revitalización como el modelo Lula se preocuparon por resolver el problema que presentaba la continuidad del suministro y la necesidad de asignar al sector público mayor responsabilidad en el monitoreo de las condiciones de abastecimiento, pero el segundo asignaba al sector público un mayor protagonismo tanto en la administración de las medidas como en las decisiones de inversión.

### RECUADRO 3.1 Las instituciones reguladoras y del mercado

<b>CNPE:</b>	Consejo Nacional de Política Energética. Aprueba criterios de suministro y proyectos “estructurales”.
<b>MME:</b>	Ministerio de Minas y Energía. Responsable de las concesiones; designa presidentes del ONS y del CCEE.
<b>ONS:</b>	Operador Nacional del Sistema. Conserva las funciones que tenía antiguamente pero cambia la estructura de gobernabilidad de las empresas.
<b>ANEEL:</b>	Agencia Nacional de Energía Eléctrica. Pierde el poder de otorgar concesiones.
<b>EPE:</b>	Empresa de Pesquisa Energética. Realiza estudios para el MME.
<b>CCEE:</b>	Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (sucesor del MAE). Desempeña las mismas funciones que el MAE; organiza subastas; apoya contratos entre generadores y distribuidores en el ACR.
<b>CMSE:</b>	Comité de Monitoreo del Sector Eléctrico. Vigila la seguridad del suministro.

En el aspecto regulador el gobierno del PT se mostraba receloso del grado de independencia que debería otorgar a los entes reguladores porque veía esta institución como una tercerización innecesaria en una responsabilidad gubernamental. Después de debatir varias propuestas presentó al Congreso un proyecto de ley en el que aspiraba a una mayor rendición de cuentas del regulador mediante, entre otros, el nombramiento de un defensor del pueblo, que ha sido muy controvertido.

### **¿Cuán viables son los supuestos del modelo?**

Al momento de realizar esta revisión el gobierno había sorteado con éxito relativo el primer desafío que presentaba la subasta de la llamada energía vieja, eso es, 50.000 MW para el período 2005-2009 resultantes de los vencimientos del segundo grupo de los contratos iniciales en la segunda quincena de diciembre de 2004. Si bien se subastó casi la totalidad de la generación, los precios no fueron lo suficientemente altos, lo que alimentaba la sospecha de que la subasta se había diseñado con este resultado en mente ya que coincidía con la retórica del Partido de los Trabajadores. Se programó una nueva subasta para principios de 2005 y se postergó la subasta de energía nueva ante la dificultad de lograr suficientes candidatos con las licencias ambientales listas.

Las metas perseguidas por el modelo Lula para abastecer el mercado eléctrico al menor costo garantizando la suficiencia del suministro han sido las mismas que fijaron los gobiernos anteriores, tanto en el modelo estatista como en el modelo de mercado del gobierno de Cardoso. En principio la propuesta recoge muchas de las medidas adoptadas en las postrimerías del gobierno de Cardoso por el comité de revitalización y confronta muchos problemas que limitaban su desempeño, pero el éxito dependerá de la plausibilidad de sus supuestos y de la manera como pueda manejarse la transición. Si los modelos anteriores fracasaron por supuestos incorrectos sobre las conductas de los agentes económicos, la disponibilidad de recursos y la debilidad de instituciones, esta enseñanza no se puede olvidar al analizar las posibilidades de éxito del nuevo modelo.

De acuerdo con el modelo Lula, el restablecimiento del proceso de planificación garantizaría la continuidad del servicio, una reasignación del riesgo de los generadores a los distribuidores, y en último término al gobierno y los consumidores, y permitiría a los inversionistas en generación privados ofertar menores precios. Asimismo, la segmentación del ACR en-

tre energía vieja y energía nueva haría posible trasladar a los consumidores parte de las rentas hidráulicas de los proyectos existentes<sup>5</sup>. Sin embargo, el logro simultáneo de las dos metas puede ser difícil. Además de las dificultades implícitas en el modelo que se destacan más adelante, existen disyuntivas que es preciso resolver. Así, la seguridad del suministro puede alcanzarse al costo de sobreinstalación y de un menor grado de competencia efectiva, lo que no necesariamente es favorable para la reducción de los costos, y la firma de contratos de energía nueva con cada uno de los distribuidores en forma solidaria puede ayudar a algunos distribuidores débiles a contratar energía pero a costa de aumentar el riesgo sistémico y de subir el precio que los generadores privados demandarían. El gobierno debe cuidarse especialmente de evitar grandes desastres que puedan poner en jaque el modelo en sus etapas iniciales. Esto puede ocurrir, por ejemplo, si no es posible separar el ACR del ACL, si los grupos de interés tienen éxito en imponer los llamados proyectos estructurales que no precisan competencia con otras fuentes a un costo elevado para los consumidores, o si las actividades de planificación no son adecuadas para garantizar un número suficiente de proyectos que produzcan una competencia efectiva, ya sea porque no es posible poner en marcha un EPE con la competencia suficiente o por otras trabas, como la dificultad que se ha tenido para lograr las licencias ambientales. También sería muy grave que los mecanismos para ajustar la contratación de los distribuidores y definir qué costos se repasan a los consumidores dieran lugar a un riesgo inaceptable para los distribuidores, pero tal vez sería peor aún que la participación privada se redujera a sociedades con empresas del Estado que no respondieran a incentivos económicos debido a un gobierno defectuoso.

Como es bien sabido, una de las disposiciones para protegerse contra la falta de abastecimiento en este modelo es utilizar proyecciones de la demanda conservadoras y ofrecer incentivos para sobreequidar, mientras se carga el costo de los errores en el pronóstico a los distribuidores o consumidores sin dotarlos de los suficientes instrumentos para corregirlos. Esto no puede sino ocasionar un mayor costo para los consumidores.

El proceso de planificación de largo plazo es un elemento rescatado en buena hora por la propuesta de revitalización y mantenido por Lula. Des-

<sup>5</sup> Este fue el discurso del gobierno, aunque está claro que para poder hacerlo se manipularon los volúmenes o las ofertas de las empresas federales en las subastas que se efectuaron para tal fin.

dichadamente, existe el peligro de que los llamados proyectos estructurales abran una ventana para que se introduzcan proyectos que favorezcan intereses particulares u objetivos políticos difíciles de controlar. Adicionalmente, tratando de evitar que el EPE se convierta en la sola fuente de alternativas que considerar, el modelo anima a los inversionistas a presentar alternativas a los proyectos seleccionados por el EPE. La experiencia del *integrated resource planning* (IRP) en los Estados Unidos muestra que estos procesos pueden ser muy complicados y durar mucho. También puede resultar que la medida tenga poco efecto en la práctica dada la dificultad de preparar proyectos con el debido cuidado, y en particular de obtener los permisos ambientales. La competencia por la menor tarifa también puede aparecer mejor en el papel que en la realidad porque las ofertas se hacen basándose en los estudios del EPE, los cuales pueden tener errores que podrían utilizar los proponentes para justificar reclamos durante la construcción y entrar en largos y costosos litigios capaces de poner en jaque la construcción oportuna de los proyectos.

Es importante destacar que es muy raro el caso en que se alcanza el consenso sobre la alternativa de menor costo para atender la demanda del sistema. Cualquier análisis se basa en una gran cantidad de supuestos sobre el futuro, muchos de los cuales dependen de los juicios de las personas que están tomando las decisiones. La experiencia internacional ha mostrado que personas razonables pueden llegar a conclusiones diametralmente opuestas sobre la mejor manera de atender la demanda. Si a esto se agrega la posibilidad de obtener jugosas rentas económicas para aquellos que logran que se aprueben sus proyectos favoritos, entonces lo más probable es que gente menos razonable se involucre en el proceso y se incrementen las oportunidades para la construcción de proyectos costosos pero políticamente atractivos. Los llamados proyectos estructurales que se multiplican en el sendero de expansión sin necesidad de competir ofrecen una primera oportunidad, pero no la única, para que se introduzcan proyectos irracionales. De capital importancia para evitar demoras y complicaciones innecesarias es iniciar el proceso con reglas del juego muy claras y una definición explícita del alcance del ejercicio que se quiere realizar.

Si bien durante las discusiones del proyecto de ley y su reglamentación se han encontrado soluciones creativas a muchos de los problemas, y continúan examinándose al momento de escribir el presente capítulo, todavía existen dificultades que requieren la atención inmediata para evitar conflictos futuros. En primer lugar está la definición de la energía asegurada para

las plantas hidráulicas y térmicas, que depende de la fijación de parámetros técnicos sujetos a manipulaciones y discusiones interminables. Contratar de acuerdo con el precio mínimo por unidad de energía asegurada puede ser una simplificación útil del problema, pero para que esta estrategia resulte exitosa debe evitarse en lo posible los alegatos sobre su definición, porque de otra manera se puede convertir en una pesadilla. Esta es la razón por la cual en los mercados se prefiere utilizar subastas por contratos de largo plazo. Una solución que aclarase desde el comienzo que el papel de la expansión de costo mínimo es simplemente un instrumento para determinar bloques de energía por contratar y asegurar un número suficiente de alternativas podría evitar algunos de los problemas anticipados.

En segundo lugar, la propuesta considera una revisión periódica del equilibrio económico-financiero del contrato. Recientemente el gobierno se pronunció a favor de utilizar un índice de costos de construcción del sector cuando tanto los empresarios como los académicos defienden el uso del índice general de precios al consumidor. El índice de costos diferente al utilizado para indexar otros agentes del sector crea desconfianza en los inversionistas, según informaba el *Wall Street Journal* en enero de 2005. El problema del índice sectorial propuesto no está en la dificultad de su estimación sino en que es de orden conceptual. Una vez que la inversión está hecha el único índice apropiado es el que protege contra el aumento general de precios.

En tercer lugar está el problema de encontrar inversionistas interesados en el sector privado diferentes de las empresas estatales. Este puede ser el interrogante crucial porque todo el diseño del mercado se ha efectuado procurando atender las preocupaciones de los eventuales inversionistas. El modelo supone que los inversionistas tradicionales interesados en plantas térmicas estarán por un tiempo fuera del mercado y que solamente los empresarios locales, probablemente en consorcio con empresas constructoras y fabricantes de equipo, puedan estar interesados en el corto plazo. Las empresas del Estado también pueden invertir sus ganancias en compañía con inversionistas privados, al menos inicialmente mientras se desarrolla la confianza suficiente en el modelo. El problema que aparece aquí es la falta de un gobierno adecuado en las empresas estatales que conduzca a alianzas *non santas* que puedan poner en peligro la competitividad del mercado. La historia del cartel de constructores responsable de los altos costos experimentados durante los años ochenta y principios de los noventa puede volver a repetirse con resultados desastrosos y debe evitarse a toda costa. Una ma-

nera de hacerlo sería asegurar la presencia de competencia adecuada por parte de plantas térmicas pero, como se verá más adelante, la coyuntura no parece favorable para ello a corto plazo.

Si bien el nuevo modelo corrige en parte fallas importantes del modelo que reemplaza, sus posibilidades de éxito, medidas por su capacidad para atraer a los inversionistas en generación a precios razonables, dependen a su vez de su capacidad para resolver los problemas que surgen de los mecanismos adoptados y para manejar algunos problemas del modelo anterior que no han sido atendidos por las nuevas reformas y que todavía persisten. El nuevo modelo facilitará la vida a los generadores en la medida en que asegure una solución oportuna a los problemas ambientales y les proporcione diseños de proyectos alternativos para la expansión, junto con una transferencia del riesgo comercial a los distribuidores y los usuarios, pero la posibilidad de que estos ahorros den origen a tarifas más bajas dependerá de cuán efectivo y libre de contratiempos sea el proceso de licitación, de la fortaleza de la competencia en el mercado y de la efectividad del EPE en evitar los tradicionales ciclos de sobre y subequipamiento. Con la información disponible no es posible conceptuar que estas condiciones puedan cumplirse. Si bien hasta el momento el gobierno ha mostrado flexibilidad, el modelo depende de muchas instancias administrativas y sus posibilidades de supervivencia se basan en su capacidad para adaptarse y dejar que el mercado desempeñe un papel creciente en el tiempo. Por otra parte, el nuevo modelo no ofrece solución al problema del riesgo cambiario y por el contrario parece incrementar el riesgo regulador.

Aun cuando durante la discusión del modelo se logró introducir cierto grado de flexibilidad para que las distribuidoras pudieran acomodar sus posiciones según fuera evolucionando la demanda, el desempeño podría mejorarse considerablemente si se permite al mercado tener un papel mayor en el proceso de balance, se establecen unos mercados del día siguiente y contratos a término y se dan oportunidades a los consumidores para responder a los precios en la forma sugerida por von der Fehr y Wolak en su informe al gobierno. Igualmente, el tratamiento adecuado de las asimetrías que afrontan las plantas térmicas en comparación con las hidráulicas, así como indicar que en el futuro, una vez probado el modelo, los dos mercados del ACR convergirían en un solo tipo de subastas de energía, facilitarían grandemente la transición. Controlar el comportamiento oportunista de consumidores y generadores no sería posible sin tener la posibilidad de asignar los consumidores a cada uno de los mercados segmentados. La fortaleza

de la competencia por capacidad nueva, como ya se indicó, dependerá en gran parte del número de inversionistas, que se mantendrá bajo si se limita a los locales, y de la habilidad de las autoridades para evitar involucrarse en disputas interminables sobre los parámetros de las subastas. Considerando que el modelo se ha diseñado teniendo en mente las condiciones particulares del mercado brasileño, en el que existe una falta de apetito por parte de los inversionistas extranjeros, y la necesidad de asegurar la seguridad del suministro no deberían cerrarse las puertas a un diseño más eficiente una vez hayan sido superadas las restricciones. Por tanto, es de crucial importancia que el diseño actual no imponga la irreversibilidad de costos encallados que sea imposible de superar más tarde.

Por último, debemos recordar que si bien el diseño adoptado tiene claros beneficios dadas las condiciones actuales, no asegura necesariamente que en el futuro la energía sea más barata. Los riesgos reguladores y cambiarios que hasta el momento han sido los principales obstáculos para los inversionistas no se han superado. A menos que sean tratados adecuadamente, los ahorros que se obtienen con la eliminación del riesgo comercial para los generadores podrían ser compensados con incrementos en el costo de capital debidos a la cobertura de los riesgos cambiarios. Si bien los proyectos hidráulicos tienen un componente mayor en moneda local que los proyectos térmicos, el crédito en moneda local puede ser insuficiente, además de ser más costoso, por lo que siempre sería necesario recurrir en alguna medida al crédito en divisas. La transferencia del riesgo hidrológico es ciertamente favorable para el generador, pero debe ser manejado por el planificador, lo que, junto a los requerimientos de atender la seguridad del suministro, se traduce en mayores costos para el consumidor. Los generadores del ACL ciertamente dependerán de la solvencia de los compradores. Como se indicó anteriormente, el método propuesto para abordar este problema proporciona incentivos para la sobreinstalación, cuyos costos asumen en última instancia los consumidores. Hacer recaer todos los errores de los procesos de planeamiento de la expansión de la generación en los consumidores no permite un control suficiente sobre la entidad que a fin de cuentas decide qué plantas se construirán, puesto que no asume ninguna responsabilidad económica por sus errores. Existe un sesgo implícito para afrontar los déficit con sobreequipamiento en lugar de procurar flexibilidad para que el mecanismo de precios funcione, y el estigma del reciente racionamiento hará que los planificadores se cuiden mucho de permitir la repetición del mismo. Si bien es verdad que el modelo anterior falló precisamente por no

haber atendido las necesidades de seguridad del suministro, hacerlo necesariamente implica un costo mayor, que aumenta con los sesgos del nuevo modelo. Como ya se pudo comprobar durante las discusiones del modelo, los distribuidores no aceptaron los nuevos riesgos sin una compensación adecuada.

### ***Los desafíos durante la transición***

La experiencia del racionamiento de 2001 fue categórica en establecer que para la supervivencia de cualquier modelo es crítica una transición sin contratiempos pues, como bien dicen, en la puerta del horno se quema el pan. Tanto en el nuevo modelo como en el antiguo, la prueba decisiva es la capacidad para atraer inversión dentro de las nuevas reglas que eviten la repetición del episodio de racionamiento. Naturalmente que la racionalidad del gobierno también se basa en el logro de tarifas más bajas, pero el efecto de las nuevas contrataciones puede tomar tiempo en hacerse sentir. Por el momento los precios relativamente bajos logrados en las subastas de energía vieja pueden compensar parcialmente las alzas en los cargos por distribución concedidos recientemente, dado que la energía vieja constituye un porcentaje dominante. Durante los años iniciales los precios al consumidor no se elevarían demasiado al repasarse los precios de la energía en el mercado mayorista, aun considerando la cuota del Programa de Incentivo a Fuentes Alternativas de Energía Eléctrica (PROINFA) de que se habla más adelante. La estrategia del gobierno de Lula para cubrir la transición se basaba en la contratación de cerca de 3.000 MW de energías renovables estipuladas en la ley, en la oferta de proyectos hidroeléctricos cuyos estudios estarían disponibles y cuyas licencias ambientales estarían dadas de antemano, y en la utilización de generación térmica con gas natural. A principios de 2005, sin embargo, esta estrategia parecía estar sufriendo algunos tropiezos que podrían poner en apuros al gobierno durante la transición.

El programa PROINFA fue parte del precio que el gobierno de Cardoso tuvo que pagar para la aprobación de las reformas al modelo con posterioridad a la crisis de 2001. El cabildeo de los intereses de energías renovables, diferentes a las hidroeléctricas de gran tamaño, logró hacer aprobar un programa de instalación de 3.300 MW de energía renovable que se desarrollarían en el corto plazo a costos muy por encima de los precios de mercado y cuyo sobre costo cubrirían todos los consumidores a través de una contribución. Para satisfacer los diferentes intereses de los fabri-

cantes, la ley estableció cuotas de 1.100 MW cada una para la biomasa, la eólica y las pequeñas hidroeléctricas y fijó precios de compra diferenciados que favorecían ampliamente la generación eólica, la cual recibiría R\$209 por MWh cuando las pequeñas hidroeléctricas recibían R\$117 y la biomasa tan sólo R\$94. Además de los sobrecostos que esto implicaba para los consumidores, el establecimiento de cuotas introducía claras ineficiencias desde el punto de vista económico puesto que lo más natural hubiera sido la adjudicación mediante subasta en la cual pudieran participar todas las fuentes seleccionadas. Adicionalmente las fuentes no son comparables en cuanto a energía asegurada, además de implicar costos de conexión a la red muy diferentes. Así, mientras que la generación basada en el bagazo de caña muestra un potencial de más de 3.000 MW, a precios cercanos al 60% del eólico, y se encuentra localizada en su mayoría en el estado de São Paulo, en el centro mismo de la carga del sistema, implicando ahorros sustanciales en los costos de transmisión, el desarrollo eólico se realiza en partes alejadas que requieren inversiones adicionales en transmisión de más de US\$150 millones e imponen importantes restricciones de operación al sistema. Para acabar de complicar las cosas, la *Gazeta Mercantil* informaba en febrero de 2005 que cerca de 450 MW de la cuota establecida para la biomasa no había sido colocada y se había reasignado a las otras fuentes. Aparentemente los generadores de biomasa protestaban por la discriminación en su contra en los precios y preferían participar más bien en las subastas por energía nueva, que les parecían más atractivas.

Además del mayor costo que esto representa, el problema principal es que, dado el avance de los proyectos, no parece posible que esta capacidad esté disponible para satisfacer las necesidades del año 2007 y será necesario recurrir a otras fuentes para reemplazarlos. Esta situación se complica cuando se tienen en cuenta las restricciones en la importación de gas natural de Argentina y Bolivia con motivo de los sucesos recientes en dichos países: este combustible no estará disponible en suficiente volumen sino hasta el año 2010, para cuando entre en operación el desarrollo del gas de la cuenca de Santos en la plataforma continental de Brasil.

Pero todavía contamos con proyectos hidroeléctricos suficientes, dirán algunos. Sin embargo, según las informaciones del MME, la subasta de energía nueva prevista para principios de 2005 ha tenido que aplazarse por algunos meses y su cantidad se ha visto reducida porque de los 17 proyectos con que se contaba, a mediados de octubre sólo unos pocos disponían de la licencia ambiental otorgada por el organismo nacional del medio

ambiente, el Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e Recursos Naturais Renováveis (IBAMA), mientras que los restantes estaban todavía en manos de los órganos regionales. Esta es una mala noticia si se tiene en cuenta que la disponibilidad de estos estudios fue pregonada como una de las contribuciones importantes del nuevo modelo para asegurar una oferta suficiente de proyectos que pudiesen competir en las subastas de energía nueva. Las dificultades para obtener estas licencias se originan en la legislación ambiental vigente, que exige una aprobación por organismos estatales que no cuentan con criterios uniformes y que hacen responder al funcionario con su propio patrimonio por posibles errores en los conceptos que emitan. Esto ha hecho que los funcionarios se vuelvan extremadamente cautelosos y prefieran dar un concepto negativo al riesgo de ser enjuiciados más tarde. Pero el calvario de los empresarios no termina con la licencia ambiental que los autoriza para construir, sino que requieren otra licencia para operar. Esto impone riesgos adicionales a los inversionistas, como lo atestigua el reciente caso del proyecto Barragrande, del grupo privado Vorantim, que sólo logró dicha licencia con un gran costo político para el gobierno. La solución de este problema no es fácil y de ninguna manera inmediata, aunque el presidente de ANEEL, Jerson Kelman, en declaraciones para *Jornal do Commercio* (22 de febrero de 2005) afirmaba que los problemas estaban en vías de solución.

En caso de que esos problemas no puedan resolverse a tiempo siempre puede recurrirse a la instalación de generación térmica con equipos duales que permitan utilizar combustibles líquidos mientras se obtienen las garantías del abastecimiento futuro de gas natural, que parece ser la solución preferida por Petrobrás. Tal solución lleva aparejados el aumento de los costos y el aumento de la volatilidad de los precios en el período 2007-2010. Otra solución sería que se consintiera en la participación de los generadores con bagazo en las subastas por energía nueva, lo cual podría hacer disponible, como se indicó antes, una capacidad más de 3.000 MW.

Suponiendo que se puedan resolver los problemas anteriores, subsiste la duda de si las medidas son suficientes para abrir el apetito de los inversionistas. Ya mencionamos la adopción de un índice de ajuste especialmente computado cuando lo natural sería utilizar el *Índice geral de preços de mercado* (IGPM), como se hace para el PROINFRA, que de alguna manera reflejaría también, aunque con rezago, cambios bruscos en la tasa de cambio. El gobierno ha prometido la disponibilidad de crédito local por el BNDS de hasta el 70% del costo de los proyectos, pero está por ver cuánto tiempo podrá mantenerse esta promesa.

Debido a las dificultades experimentadas con los proyectos disponibles, la convocatoria para la subasta de energía nueva fue aplazada y solamente a finales de agosto de 2005 el Ministro de Energía sacó a consulta la resolución indicando los términos del concurso para plantas que deben iniciar la producción en 2008, 2009 y 2010. Entre los aspectos importantes de la misma, la prensa local destacaba (Schuffner, 2005) la decisión del gobierno de utilizar el *Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo*, IPCA, en lugar del IGPM, como lo pedía la industria. De conformidad con lo anunciado anteriormente, se efectuarán adquisiciones para parque térmico e hidroeléctrico por separado, pero la propuesta presenta una subasta en tres fases. En la primera, los proponentes presentan ofertas por las 17 hidroeléctricas (o aquellas que tengan licencia ambiental) y se escogen propuestas que estén dentro de un margen más o menos del 5%, para pasar a concursar en una segunda fase en la que pueden participar otros proyectos que ya obtuvieron concesiones dentro del sistema anterior. La segunda vuelta discrimina entre térmicas e hidroeléctricas, ya que las primeras sólo tienen contratos de 15 años y serán sólo por disponibilidad, porque su operación será definida por el operador del sistema, mientras que las hidroeléctricas competirán por energía asegurada. Las cantidades que se seleccionarán entre hidroeléctricas y térmicas no serán conocidas por los oferentes hasta después de su adjudicación. En la última ronda, de cierre, el MME define un precio inicial y los oferentes tendrán 20 minutos para bajarlo.

De nuevo, como en la crisis de Cardoso, el mensaje es que las transiciones ofrecen los mayores riesgos para la sostenibilidad del modelo y que los gobiernos deben asegurarse de que se atienda el suministro aún a costa de no poder cumplir sus promesas de abaratar los costos.

### Las dificultades para regular

Desde el inicio, a finales de 1997, el establecimiento de un regulador independiente y efectivo en Brasil se ha topado con dificultades originadas en la debilidad del sistema regulador, en las restricciones de tipo burocrático y legalista y en intervenciones de parte del ejecutivo. Si bien formalmente la institución contenía algunos elementos considerados por los expertos como necesarios para la independencia, en la práctica las trabas jurídicas y las restricciones en el uso de recursos impedían que ésta fuera efectiva. Así, el directorio de ANEEL está compuesto por cinco directores designados

por el presidente y confirmados por el Senado para períodos de cuatro años, pero la falta de una cultura reguladora, junto con un ambiente muy agitado en el sector, han hecho que esta disposición no sea suficiente como garantía de independencia. La ley estipuló una contribución de los regulados por un valor de hasta el 0,5% de su facturación para cubrir los gastos del ente regulador. Pero en la práctica ANEEL no puede disponer de más del 40% de ese valor porque el gobierno lo asigna para cubrir el déficit del sector público o dispone de él por razones de austeridad fiscal. Por motivos legalistas, ANEEL no pudo hacer contratos de largo plazo con sus empleados ni ofrecerles una remuneración competitiva con otros empleos en la industria; esto le impide actualmente contratar el mejor personal disponible o le hace difícil mantenerlo una vez lo ha formado. En el inicio funcionó con funcionarios de las empresas reguladas en calidad de préstamo y todavía existen algunas incompatibilidades y restricciones de tipo ético para trabajar con los regulados, lo que se traduce en un flujo continuo de un sitio a otro.

El primer gran golpe a la autonomía de ANEEL sobrevino por la crisis de abastecimiento de 2001, cuando su autoridad quedó subordinada a la del GCE a pesar de que dos directores formaban parte de ese grupo. Al terminarse la crisis aumentaron los poderes del CNPE en materia de política y posteriormente las reformas de Lula aumentaron aún más el poder del ejecutivo. En un estudio realizado para el Banco Mundial (Brown y de Paula, 2004) se señala que no está clara la distribución de funciones entre los organismos de política y el ente regulador y que, mientras el Congreso y el ejecutivo tienen la responsabilidad de los aspectos primarios de política, los aspectos subsidiarios deben ser competencia del regulador. De hecho, el CNPE se ocupó de problemas de la incumbencia del regulador, como son los detalles de las tarifas de transmisión y la forma como las distribuidoras deben comprar la energía. El diseño de las subastas de energía nueva está ahora en manos del nuevo instituto encargado de la planificación, el EPE.

A pesar de las limitaciones, la institución ha soportado los embates iniciales del gobierno de Lula para limitar su independencia, aun cuando persisten los problemas que de hecho limitaban su efectividad en el gobierno anterior. Por ejemplo, existen carencias en la transparencia de los procedimientos y en la rendición de cuentas del regulador. No existen disposiciones en la ley que requieran revisiones periódicas, públicas y transparentes de las actividades de ANEEL por las autoridades legislativas

y/o ejecutivas pertinentes. Tampoco está explícito en las reglamentaciones que todas las comunicaciones entre ANEEL y cualquier otro agente, incluidos los organismos gubernamentales, en asuntos en trámite ante el ente deban hacerse de manera transparente y accesible al público, ni existen disposiciones para audiencias públicas en las que tanto los funcionarios como las partes interesadas puedan hacer presentaciones y debatir asuntos con derecho a réplica.

Brown y de Paula (2004) encuentran igualmente carencias en instituciones complementarias que dificultan los procesos de apelación. Así, las disputas y apelaciones no se llevan a un tribunal de expertos y están sujetas a un nivel único de revisión judicial. Dadas las dificultades de los jueces con los asuntos de regulación, ambos autores recomiendan una corte especializada ante la cual los regulados puedan apelar. Igualmente, encuentran confuso el papel de ANEEL en los organismos operadores del sistema y del mercado y falta de definición en la forma en que dicho órgano ejercerá su función de control regulador sobre estas instituciones. Igualmente, resaltan la necesidad de un ente independiente encargado del seguimiento del mercado mayorista y de la vigilancia de la competencia.

El problema de la independencia del regulador y de lo que atañe a la política y a la regulación tuvo una prueba crucial durante la crisis de suministro al final del gobierno de Cardoso. Ante la trascendencia del problema, el gobierno tomó directamente el control de la crisis y relegó al regulador a un papel secundario. Aun cuando esto ha sido percibido por muchos como una muestra de la falta de independencia del regulador, vale la pena preguntarse si una crisis de un tamaño y una naturaleza tales podía ser abordada por una institución débil e incipiente en medio de un caos y una falta de coordinación entre los organismos del gobierno que exigían la toma de importantes definiciones de política.

En lo que se refiere a la sustancia reguladora, el regulador abordó con relativo éxito la primera revisión de los cargos por distribución, aunque este proceso no estuvo exento de controversia y fuertes discusiones con los regulados. El problema se originaba en la ambigüedad en la parte pertinente de los contratos de privatización. Como se recordará, las privatizaciones se iniciaron sin que estuviese establecido el regulador. Las empresas argumentaban que la base tarifaria sobre la que se debería computar la rentabilidad deberían ser los precios pagados en las privatizaciones, mientras que el regulador planteaba que deberían estar de acuerdo con la *empresa eficiente*.

## Referencias

- Brown, Ashley. 2003. The Privatization of Brazil's Electricity Industry: Sector Reform or Restatement of the Government's Balance Sheet? Informe presentado al Banco Interamericano de Desarrollo. Washington, D.C.
- Brown, Ashley y de Paula. 2004. Strengthening of the Institutional and Regulatory Structure of the Brazilian Power Sector. Trabajo presentado al Banco Mundial como evaluación del marco regulador del sector eléctrico brasileño. Disponible en línea en: [http://wbln0018.worldbank.org/ppiaf/activity.nsf/files/brazilP091503.pdf/\\$FILE/brazilP091503.pdf](http://wbln0018.worldbank.org/ppiaf/activity.nsf/files/brazilP091503.pdf/$FILE/brazilP091503.pdf)
- Maurer, Luiz, Mario Pereira y José Rosenblatt. 2005. Implementing Power Rationing in a Sensible Way: Lessons Learned and International Best Practices. ESMAP, Banco Mundial, agosto de 2005. Washington, D.C.
- Pereira, Mario. 2003. Informe para el Banco Interamericano de Desarrollo sobre el origen de la crisis del sector eléctrico en Brasil. Washington, D.C.
- Rufin, Carlos. 2003. Political Economy of the Brazilian Electricity Sector. Informe presentado al Banco Interamericano de Desarrollo. Washington, D.C.
- Schuffner, Claudia. 2005. Regras para leilão de energia nova priorizam menor preço. São Paulo: Valor Econômico, 25 de agosto de 2005.
- von der Fehr, Nils y Frank Wolak. 2002. Power Sector Reform in Brazil: Some Issues. Informe preparado para el Gobierno de Brasil. Disponible en línea en: <http://www.stanford.edu/~wolak/>.

### Anexo

## El modelo de mercado eléctrico brasileño

El modelo estaba diseñado para dar respuesta a dos problemas principales: cómo atraer inversión en generación y cómo mantener los precios bajos. Para atraer inversionistas privados en proyectos de generación nueva se segmenta el mercado en dos partes, uno llamado ACR de contratación regulada, en el cual se contrata energía para los consumidores cautivos a través de subastas, y un ambiente libre denominado ACL, en el cual se establecen acuerdos entre grandes consumidores y generadores de manera similar al mercado existente hasta hace poco, el MAE. En este mercado participarían además de los consumidores libres los consumidores cautivos, respaldados por contratos anteriores, que ofrecerían los productores independientes, y autoprodutores y comercializadores. En ambos mercados continuarían vigentes las reglas del MAE actual para los intercambios de oportunidad.

Toda contratación de energía se hace en condiciones competitivas en subastas diseñadas para tal fin conducidas por el EPE, y en la cual una distribuidora no puede comprar de una generadora con la cual existan vínculos. En las subastas para compra de energía “nueva” (expansión), con contratos por disponibilidad de energía, el comprador asume los riesgos, mientras que en la compra de energía “existente” (atención al mercado actual), con contratos por cantidad de energía, el vendedor asume los riesgos. En los contratos por disponibilidad de energía la distribuidora paga al generador una cantidad fija por la energía asegurada puesta a disposición y además compensa los costos operativos adicionales en el caso de las térmicas. Su objetivo es reducir los costos de contratación para el consumidor, a través de la reducción de riesgos de los generadores, eso es, riesgo de cantidad y precio en períodos secos en el caso de las hidroeléctricas, y riesgo de precio en períodos de abundancia de agua en el caso de las térmicas. Además, con la absorción directa de los costos de operación de las térmicas por los consumidores por encima de cierto umbral es posible que éstos se beneficien de la sinergia que ofrece la operación de un sistema hidrotérmico complementario. La compra de energía nueva pretende viabilizar la expansión a través de contratos de largo plazo (15 años) que reduzcan el riesgo comercial para

los inversionistas. Además, permite a las distribuidoras manejar los riesgos introducidos por la incertidumbre en las proyecciones de la demanda, que las distribuidoras deben hacer, y por el comportamiento oportunista de consumidores con capacidad de participar tanto en el ACR como en el ACL a través de un “portafolio” de contratos de menor duración con generadores existentes. Cada generador contratado en la subasta firmará contratos bilaterales separados con todas y cada una de las distribuidoras. La suma de las energías aseguradas contratadas con las distribuidoras es igual a la energía asegurada del generador. Los proponentes compiten por el derecho a construir centrales diseñadas por el EPE. No es un comprador único ni un grupo comprador clásico, pues el gobierno no está involucrado financieramente como ni como garante.

El aumento total de la demanda de los consumidores cautivos en el futuro estará cubierto por dos subastas, la primera realizada con cinco años de anticipación, (A<sub>5</sub>), y la segunda con tres años, (A<sub>3</sub>), al primer año de vigencia del contrato, lo que facilita manejar la creciente incertidumbre en la demanda en la medida en que crece el período de proyección. Las distribuidoras informan de la demanda que desean contratar (MW medio), se hace una subasta para contratar una cantidad  $x$  de MW (suma de las informaciones de las distribuidoras), con inicio de entrega prevista en cinco (subasta A<sub>5</sub>) o tres años (subasta A<sub>3</sub>). El EPE estudia y licita proyectos cuya energía asegurada total excede sustancialmente de la demanda licitada (por ejemplo, si se licitaran 2.000 MW medios, el EPE debería ofrecer 4.000 MW —el doble— en proyectos), y las hidroeléctricas ya vendrían con licencia ambiental. Los demás agentes están libres para ofrecer otros proyectos.

Cada proyecto ofrecido a licitación tendrá una tarifa, en R\$/MWh de energía asegurada. El “R\$” es la oferta del inversionista ganador; los “MWh” son el certificado de energía asegurada de la planta (conocido con anticipación). Las térmicas también ofrecen R\$/MWh de energía asegurada (reglas para hacer comparables las ofertas térmicas y las hidroeléctricas). Si hubiere más de un oferente para una misma planta, se escogería el de menor tarifa. Una vez definidas las tarifas (R\$/MWh de energía asegurada) de todas las plantas ofertadas, éstas se colocan en orden creciente, o *escadinha*, y se contratan las plantas en orden de la *escadinha* hasta que la energía asegurada acumulada sea igual a la demanda licitada.

Para la energía vieja se realizan cada año subastas para contratos de cantidad de energía en el ACR en las que participan los generadores exis-

tentes por períodos de 5 a 15 años. Los generadores existentes, privados y estatales, pueden contratar tanto en el ACR como en el ACL y se prevé que los precios tenderán al costo marginal. Se definen reglas especiales para la etapa de transición (hasta 2006).

En el ACL existe libertad para contratar: exigencia del 100% de contratación. Con la intención de limitar la incertidumbre para los distribuidores se establecen plazos de salida de consumidores del ambiente ACR al ACL, según el siguiente esquema: entre 3 y 5 MW, 1 año; entre 5 y 10 MW, 2 años; más de 10 MW, 3 años. Se establece un plazo para volver al ambiente regulado mínimo de cinco años.

Los dos ambientes coexisten a través de las operaciones del mercado de entrega inmediata. CCEE absorbe las funciones del antiguo MAE. Las diferencias entre producción y contrato de los agentes del ACL se liquidan sobre la base del costo marginal de operación (CMO) (con piso y techo). Las diferencias entre producción y consumo del ACR pueden venderse/comprarse al ACL sobre la base del CMO. Se mantiene el MRE y se respetan los contratos y derechos actuales. Los productores independientes pueden participar también en las subastas por generación nueva en el ACR siempre y cuando esto se refleje en una menor tarifa para los consumidores del ACR de la que se obtendría en caso de que no participasen.

*Página en blanco a propósito*

## La reforma en Colombia

El proceso seguido por Colombia para reformar su sector a comienzos de los años noventa fue muy similar al de otros países de la región impulsado por las necesidades fiscales de sus gobiernos acrecentadas por un desempeño deficiente del modelo vigente en el sector, aunque ciertamente el racionamiento del año 1991 contribuyó a facilitar la aprobación de las reformas. La reforma surgió como respuesta a una crisis continua en el funcionamiento y financiamiento del sector ocasionada en parte por la confusión de las funciones que desempeñaba el Estado como empresario, como encargado de fijar las políticas y como autoridad reguladora. Esa confusión de los papeles del Estado —y el conflicto que entrañaba— tenía como resultado el establecimiento de incentivos perversos para los administradores del sector, dificultaba su manejo eficiente, comprometía la capacidad de endeudamiento del Estado y creaba un alto grado de politización en las decisiones que se tomaban en todos los niveles.

El experimento colombiano de reforma se benefició de la experiencia pionera de otras regiones, pero tuvo que afrontar condiciones diferentes a las de los países que le sirvieron de modelo: la concentración de cerca del 50% del consumo en tres empresas municipales que no se encontraban bajo la jurisdicción directa del gobierno nacional; la pugna entre distintas regiones por obtener transferencias de recursos presupuestarios; un sistema de interconexión dominado por la generación hidroeléctrica, y un sistema de tarifas de servicios públicos que operaba con déficit en sus finanzas y se caracterizaba por los subsidios cruzados. Todos esos factores contrastaban con una economía relativamente sana y boyante.

Anclado en las facultades que le permitía la Constitución de 1991, el Congreso aprobó en 1994 las leyes 142 de Servicios Públicos Domiciliarios y 143 de Electricidad, que regirían el sector en adelante, y ya para 1993 se puso en marcha un ente regulador, un diseño del mercado mayorista y

un operador del sistema eléctrico. Simultáneamente, y fundamentándose en autorizaciones previas, el gobierno había contratado como medida de emergencia algunos contratos de compra garantizada de energía tratando de evitar la repetición de la crisis de oferta de 1992. Poco después, y aprovechando una reestructuración de algunas de las empresas bajo jurisdicción del gobierno, éste inició la privatización de algunas empresas de generación pero sin tocar la distribución, que por diversas razones permanecía bajo el control de empresas municipales o empresas en las que el Estado era mayoritario pero estaban controladas efectivamente por políticos locales.

El nuevo marco facilitó la participación del sector privado de la generación a través de productores independientes, lo que permitió sortear con éxito una severa sequía asociada con el fenómeno de El Niño en 1997–1998, aun cuando el manejo de esta crisis puso de manifiesto problemas en el diseño del mercado mayorista que demandaban su atención. Hacia 1998, varios acontecimientos indicaban que la reforma parecía estar en un proceso de rápida consolidación: numerosos productores independientes emprendían nuevos proyectos de generación térmica animados por los altos precios obtenidos durante la sequía y la adopción de un cargo por capacidad; la resolución de la crisis de EEEB, la empresa integrada que servía a Bogotá y la mayor del país, mediante la vinculación de capital privado a través del procedimiento de capitalización; y la venta al sector privado de las empresas de distribución de la costa norte de Colombia, las más ineficientes de todo el país. Sin embargo, este auge fue de corta duración pues a partir de 1999 la economía del país entró en una recesión profunda, cayendo más de cinco puntos del PIB en un año, lo que se tradujo en una fuerte caída de la demanda que puso en evidencia problemas ocultos de la reforma y llevaron al sector a una crisis de la cual todavía no está completamente recuperado.

Como resultado de estas dificultades, los planes del gobierno para continuar la privatización de los activos de generación y distribución que todavía tenía bajo su control se empantanaron y la situación financiera de las distribuidoras que permanecían en manos del Estado, ya de por sí complicada, empeoró más con la crisis de las empresas municipales de Cali. En un trabajo realizado junto con Ulpiano Ayala en 2003, resumíamos así la situación del sector: “Las reformas del sector eléctrico en Colombia se encuentran actualmente en una encrucijada. A la crítica situación financiera en que se encuentran muchas empresas de distribución —tanto públicas como privadas— se agregan las serias dificultades que existen para la operación del mercado de la electricidad al por mayor, así como la pérdida de

credibilidad de las instituciones encargadas de la regulación y los cuestionamientos sobre la legitimidad del modelo, factores que contribuyen a reducir los incentivos para la inversión privada que de antemano eran precarios como resultado de la prolongada recesión económica y el deterioro de la seguridad”. Además de la sustentación de este diagnóstico, en dicho trabajo los autores recomiendan tomar un conjunto de medidas necesarias para sacar a flote la reforma, que se resumen en el recuadro 4.1.

Sin embargo, tres años después de publicarse el trabajo, si bien se pueden notar progresos en algunos frentes, el gobierno no ha avanzado lo suficiente en la solución de los problemas y las amenazas a la sostenibilidad del modelo detectadas en aquella ocasión permanecen latentes. Así, el desempeño del regulador continúa siendo errático, con muchos problemas sin resolver. La demora en la adopción del reemplazo del cargo por capacidad ha sumido la remuneración de los generadores en la incertidumbre, lo que ha llevado a aumentar la reticencia de los inversionistas privados, que perciben un trato parcial del gobierno a favor de los generadores públicos. Las demoras en la expedición de los nuevos cargos de distribución y los problemas en los cargos finalmente adoptados llevaron a postergar la oferta de venta de las distribuidoras controladas por el gobierno, hasta que, en vísperas electorales, el gobierno congeló sus planes de vender cualquier empresa del Estado. Mientras tanto, la empresa privada que compró las empresas de la costa atlántica experimentó dificultades para lograr mejoras en cuanto a eficiencia, y un deterioro en el sistema de focalización de subsidios acrecentó la contribución financiera del Estado.

Dentro del marco de un préstamo de política del BID para los servicios públicos, el gobierno y el Banco acordaron adoptar una serie de medidas orientadas a mejorar el ámbito regulador, la transparencia en el proceso y la rendición de cuentas, así como las calidades de los reguladores, además de implantar mejoras en la focalización de los subsidios y en la gobernabilidad de las empresas del Estado. Sin embargo, por diversas razones, su puesta en marcha ha sido solamente parcial hasta el momento.

Estos acontecimientos parecen confirmar la hipótesis enunciada previamente (Ayala y Millán, 2003) según la cual, si bien muchos de los elementos del paquete de reformas han podido aplicarse y se han logrado buena parte de los resultados previstos, varios supuestos implícitos en la estrategia han resultado inadecuados debido a limitaciones institucionales, técnicas, políticas y económicas. A pesar de los éxitos iniciales, el modelo era vulnerable a factores externos, como la recesión económica y los atenta-

#### RECUADRO 4.1 Un programa para manejar la crisis

El programa está compuesto por cuatro áreas principales. La primera contiene las acciones tendientes a incrementar la legitimidad y credibilidad de las instituciones de supervisión y regulación:

- Empezar la reforma de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) con el fin de asegurar su especialización, aumentar la eficiencia en la atención de las quejas de los usuarios y desarrollar esquemas ágiles de intervención y liquidación.
- Realizar una reforma de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) que deslinde sus funciones de las correspondientes al Ministerio, permita contratar a los mejores expertos y asesores, mejore el estilo de regulación, incremente la transparencia y establezca un adecuado sistema de rendición de cuentas.

La segunda parte incluye las acciones encaminadas a mejorar el funcionamiento del mercado de la electricidad al por mayor, con el objetivo de minimizar los incentivos para el abuso del poder dominante de algunos agentes y asegurar la continuidad del suministro a largo plazo sin la intervención del Estado:

- Establecer reglas sencillas para la fijación de precios en casos especiales de seguridad de la red.
- Clarificar las instancias de las diferentes instituciones encargadas de la vigilancia y control del mercado mayoristas.
- Crear un comité de seguimiento del mercado que formularía propuestas a la CREG y se encargaría de hacer la denuncia en caso de que tenga lugar un abuso de poder de mercado ante las autoridades encargadas de la competencia.
- Asegurar que las retribuciones que perciben los generadores por conducto de las cuotas de potencia y los precios spot del mercado al por mayor son suficientes para aumentar la oferta de acuerdo con las necesidades de los consumidores.

La tercera parte del programa tiene como objetivo garantizar que las empresas reciban los ingresos adecuados al servicio que prestan. Con el fin de lograr ese objetivo se requieren tres tipos de acciones:

- Establecer tarifas adecuadas a los segmentos regulados que reflejen adecuadamente los riesgos y las obligaciones de los empresarios. Con el fin de dar estabilidad y credibilidad a las nuevas tarifas, las propuestas de fijación de tarifas para los segmentos regulados deberían debatirse en un seminario de alto

**RECUADRO 4.1** Un programa para manejar la crisis *(continuación)*

nivel en que participaran renombrados expertos internacionales y reguladores de otros países que se encuentran en el mismo proceso.

- Incluir medidas encaminadas a lograr que todos los consumidores paguen puntualmente sus deudas. La amenaza de corte de suministro a las entidades públicas no es creíble. El gobierno central debe crear esquemas para que los municipios y otras entidades públicas paguen las deudas pendientes y no incurran en mora en el futuro.
- Incluir acciones orientadas a lograr que el gobierno central y los municipios paguen a las empresas distribuidoras los subsidios que les corresponde pagar. Con ese fin, el gobierno central puede negociar con las empresas distribuidoras un calendario de pagos para liquidar las deudas atrasadas y destinar recursos para el cumplimiento de los acuerdos resultantes de dicha negociación.

La cuarta parte se refiere al volumen, destino y origen del gasto público que va a destinarse al sector durante el próximo cuatrienio; por otra parte, delimita y define el papel del Estado como proveedor de servicios, incluyendo las inversiones y otras actividades concretas que deben realizarse con el fin de incrementar la cobertura y proporcionar acceso a los servicios a la población de menores recursos. Recomendamos tres principios básicos para la asignación del gasto público al sector eléctrico:

- El gasto público debe dirigirse de forma prioritaria a aumentar la cobertura eléctrica a las áreas urbanas marginadas y a las zonas rurales. Los recursos que se obtengan de las privatizaciones serían asignados para atender esas necesidades y solucionar otros problemas pendientes que frenan el desarrollo del sector. El destino de los recursos debe estar detallado y debe ser difundido.
- El Estado no debe comprometer sus recursos en la inversión en proyectos de generación. Dichos proyectos deben ser desarrollados por las empresas privadas.
- El Estado debe vender las distribuidoras en condiciones competitivas.

Esta parte del programa incluye el conjunto de acciones cuyo objetivo es facilitar el acceso de los pobres a la energía eléctrica de manera eficiente, especificando los recursos que se van a utilizar y los criterios que normarán la selección de las inversiones. Además medidas que competen al gobierno nacional, tendientes a limitar el volumen de los activos eléctricos que son propiedad del Estado y asegurar una gestión independiente de los activos que por cualquier motivo permanezcan en su poder.

dos terroristas que afectaron al sector a partir de 1999. Paradójicamente, las grandes oportunidades que surgieron para los inversionistas debido al crecimiento sostenido de la demanda durante los primeros años de la reforma hicieron que las limitaciones del mercado y la debilidad de las instituciones reguladoras fueran más difíciles de percibir. Estas características quedaron en evidencia solamente en el contexto de la pugna que se suscitó entre los diferentes grupos por las rentas que ofrecía el sistema para compensar los bajos precios de un mercado deprimido. De esa manera, el presente período electoral tiene lugar en un momento en que la coalición reformista se encuentra debilitada, lo que da lugar a que los políticos oportunistas que se oponen a la reforma intenten anular sus logros.

Si bien el análisis que se realiza en esta ocasión se nutre del mencionado trabajo de Ayala y Millán (2003), no lo reemplaza ni tampoco constituye una actualización estricta del mismo, ya que tanto su intensidad como su enfoque son diferentes. Después de un recuento del proceso de reforma y de los problemas observados, haciendo énfasis en los acontecimientos recientes, se analizan algunos problemas no tratados anteriormente, como son la gobernabilidad de las empresas del Estado y la eficacia del sistema de

RECUADRO 4.2 Cronología de las reformas eléctricas en Colombia	
1991	Se promulga la nueva Constitución Se discute el modelo del sector en numerosos foros
1992	Se decreta el racionamiento de electricidad y se consolida el control del gobierno nacional en varias empresas mediante un SWAP de deuda
1993	Se contratan los primeros PPA
1994	Se sancionan las leyes 142 de Servicios Públicos y 143 de Electricidad Se crean los organismos reguladores y de control
1995	Se pone en marcha el mercado mayorista y se reestructura ISA
1996	Se privatizan las primeras plantas de generación
1997	El sector privado capitaliza las empresas CODENSA y ENGESA de la antigua EEEB
1998	El sector privado adquiere la mayoría de Eletrocosta y Electrocaribe
1999	El país entra en una profunda Recesión económica
2001	CREG interviene el mercado para evitar poder dominante

focalización del subsidio. A diferencia del trabajo mencionado, este capítulo no presenta un grupo de recomendaciones explícitas.

### La reforma: gestación e implantación

Como señalamos en el apartado anterior, la reforma del sector de la electricidad fue una respuesta a la crisis ocasionada en parte por la falta de separación de papeles del Estado en el sector y por la falta de incentivos para la eficiencia implícitos en el modelo estatista. El modelo basado en monopolios estatales integrados de manera vertical no pudo obtener los recursos necesarios para la expansión y operación del sistema; ese fracaso, unido al mal desempeño de las empresas del sector, impuso una carga fiscal excesiva e insostenible sobre las finanzas del gobierno. La falta de incentivos para lograr la operación eficiente de las empresas —con algunas excepciones—, y el hecho de que las tarifas no reflejaban el costo del servicio ocasionaron que las empresas del Estado tuvieran un mal desempeño y acumularan pérdidas que se reflejaron en un gran déficit fiscal. La confusión de los papeles que desempeñaba el Estado se prestó para que algunos políticos deshonestos asumieran el control de las empresas y pervirtieran los objetivos que perseguía el modelo. Como consecuencia de lo anterior se establecieron subsidios mal dirigidos, la expansión de la cobertura fue ineficiente e insuficiente, la inversión se concentró en proyectos hidroeléctricos de gran tamaño y dudosa conveniencia, y el sector fue utilizado como una agencia de empleos que ofrecía muchas oportunidades para la corrupción.

Los orígenes de la reforma colombiana no pueden atribuirse en forma simplista al racionamiento que tuvo lugar en 1992, como afirma una interpretación popular, sino a la decisión del gobierno de aprovechar una ocasión particularmente favorable que podría tardar mucho tiempo en volver a presentarse. El agotamiento del modelo estatista, la aceptación de un nuevo paradigma de desarrollo en el ámbito internacional y la promulgación de una nueva Constitución que le abría las puertas coincidieron con el consenso de los agentes del sector y la banca multilateral sobre la inviabilidad del antiguo modelo colombiano que el racionamiento se encargó de poner en evidencia ante la opinión pública.

La reforma del sector eléctrico colombiano forma parte del conjunto de reformas para modernizar al Estado y desarrollar los principios de la

Constitución de 1991, emprendidas por el gobierno del Presidente César Gaviria. Así, después de infructuosos esfuerzos para enmendar el sector a principios de dicho año, en la reunión de la Asamblea Constituyente, el gobierno y el Banco Mundial organizaron un taller para estudiar alternativas que atacaran el fondo del problema. El taller fue celebrado en marzo de 1991 en Santa Marta (Colombia), y en él participaron todos los interesados: el sector público, el sector privado y las organizaciones multilaterales y de asistencia. El taller sirvió para que el gobierno definiera una política que sería aprobada por el CONPES, gabinete económico cuya secretaría es ocupada por el Departamento Nacional de Planeación (DNP).

En el breve lapso de seis meses y con el apoyo del Banco Mundial, el BID y la Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional (USAID), el gobierno emprendió un programa de reestructuración profunda del sector eléctrico y convocó a los distintos estamentos involucrados en él. Por medio de seminarios interinstitucionales se perfilaron las ideas fundamentales y se procuró alcanzar un consenso alrededor de las mismas<sup>1</sup>.

### ***El cambio de paradigma***

El agotamiento del modelo tuvo lugar en el momento en que convergían las políticas de los organismos financieros internacionales y de los gobiernos de los países de la región en un paradigma conocido como el “Consenso de Washington”, que postulaba el ajuste macroeconómico, la apertura económica y el replanteamiento del papel del Estado como empresario, entre otros aspectos (Williamson, 1990). La conferencia de Cocoyoc, de septiembre de 1991 (OLADE, 1991), constituyó un hito en el ámbito regional, donde los modelos adoptados por Argentina y Chile en el sector de la electricidad se presentaron como alternativas viables y alimentaron el debate colombiano sobre la reforma.

En el frente económico, el programa de gobierno del Presidente César Gaviria abogaba por el nuevo paradigma y la nueva Constitución promulgada a mediados de 1991 establecía las bases legales y constitucionales para llevar a cabo una reforma integral del Estado. Por otra parte, el racio-

---

<sup>1</sup> El lector puede consultar las memorias de dichos seminarios que publicó la Comisión Nacional de Energía (CNE), cuyos datos se encuentran en la lista de referencias bibliográficas de este documento.

miento de energía en el país, que duró catorce meses entre 1992 y 1993, contribuyó a aminorar la posible oposición de la clase política a las reformas del sector.

La reforma constitucional fue promovida por un poder ejecutivo fuerte, con el respaldo del poder judicial, y tuvo lugar en una coyuntura de crisis política y de los partidos y trajo consigo la revocatoria del mandato del Congreso. Las reformas cambiaron la estructura de los derechos de control en el ámbito de los servicios públicos, en oposición al poder político establecido. La crisis política fue un factor que desempeñó un papel importante en la ejecución de reformas similares en otros países, y el caso de Colombia no fue la excepción (Graham y otros, 1999).

Las transformaciones económicas realizadas desde 1990 contribuyeron a crear las condiciones para la aplicación del nuevo modelo. Podemos agruparlas en tres categorías:

- En primer término, las orientadas a lograr cambios estructurales con el fin de liberalizar y flexibilizar los mercados de bienes, trabajo y capitales: la apertura económica, la reforma laboral, la reforma cambiaria, la reforma financiera, la reforma de la seguridad social y la política de inversión extranjera. Esta última es de especial importancia para el sector de la electricidad, porque estableció el marco jurídico que permitió igualar a los inversionistas extranjeros con los nacionales, y celebró acuerdos internacionales para minimizar el riesgo político que afrontaban los primeros.
- En segundo lugar, las reformas institucionales encaminadas a desarrollar la política económica en los ámbitos monetario, cambiario y fiscal.
- Finalmente, el modelo económico de los años noventa trajo consigo cambios regulativos, la creación y eliminación de entidades, la reforma de muchas dependencias del Estado y las privatizaciones mencionadas. Las áreas en las que tuvieron lugar esos cambios fueron precisamente las de los servicios públicos y sociales.

Los objetivos generales de la reforma del sector público fueron: concentrar al Estado en sus funciones esenciales; privatizar entidades y abrir espacios para la inversión privada que antes estaban reservados para el sector público; profundizar la descentralización fiscal y administrativa; adecuar las entidades del Estado al nuevo modelo económico, y hacer más transpa-

rente y eficiente la operación del sector público. Las reformas han tratado de fortalecer algunos sectores prioritarios, como la administración de justicia, la seguridad y los servicios sociales, y abrir un espacio para la actividad del sector privado. En lo relacionado con la infraestructura, se han creado comisiones de regulación y se han transformado los ministerios sectoriales para reforzar las funciones de planificación y regulación. Además, algunas entidades públicas fueron convertidas en empresas comerciales con el fin de dotarlas de mayor autonomía y eficacia administrativa.

De manera simultánea a la ejecución de las reformas económicas, la nueva Constitución introdujo otros cambios institucionales de importancia que afectaron la estructura y las relaciones entre los órganos del poder público. En consecuencia, se establecieron límites a la discrecionalidad de las entidades encargadas de las tareas de regulación, se ampliaron los mecanismos de la democracia participativa, se estableció la elección popular de los gobernadores, se prohibió la participación de funcionarios de las corporaciones públicas en las entidades de regulación y se fortaleció el sistema judicial.

En lo que se refiere a los servicios públicos, la Constitución de 1991 impuso al Estado la responsabilidad de asegurar su prestación eficiente, de manera directa o indirecta, por comunidades organizadas o particulares, y ejercer las tareas de regulación, control y supervisión<sup>2</sup>. Se estableció además que, dado que los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado, su atención debe centrarse en procurar el bienestar general y el mejoramiento de la calidad de vida de la población. La participación del sector privado puede producirse por iniciativa particular o por convocatoria estatal, mediante la creación de nuevas empresas, la participación accionaria en empresas existentes —incluso de economía mixta—, la creación de áreas de servicio exclusivo y la celebración de los contratos de gestión, operación y mantenimiento. Con el fin de desarrollar este principio, a mediados de 1994 se promulgaron la ley 142 de Servicios Públicos y ley 143 de Electricidad.

La nueva Constitución y su interpretación por parte de las Cortes —particularmente de la Corte Constitucional— también provocaron cambios notables en el modo y los órganos de intervención estatal. Tras la reiteración de los fundamentos de libertad de empresa y la responsabilidad

<sup>2</sup> Título XII, Capítulo 5, “De la finalidad social del Estado y de los servicios públicos”.

social de las empresas, se impusieron obligaciones del llamado “Estado social de derecho” que implican a largo plazo tanto la prestación *universal* de los servicios esenciales, como la participación de los usuarios y la ciudadanía en diversas tareas, desde la planificación hasta la vigilancia y el control.

### **Un lanzamiento ayudado por la coyuntura**

La crisis desatada por el racionamiento de la energía eléctrica llevó al gobierno a declarar un estado de emergencia económica y social y a promulgar una serie de decretos. El más importante de ellos fue el Decreto 700, de abril de 1991, por medio del cual se adoptaron medidas excepcionales para la contratación pública, el endeudamiento, el presupuesto y la reestructuración de entidades. Con miras a abordar el racionamiento se flexibilizó la contratación por parte de las empresas públicas, se permitió la construcción y operación de activos de generación al sector privado y se promovió la generación termoeléctrica.

Por medio de estos instrumentos, el Estado capitalizó varias empresas del sector y procedió a reestructurarlas. En primer término se eliminó la intermediación comercial del ICEL. Ese último y CORELCA fueron convertidos en empresas comerciales de propiedad estatal. Por su parte, la Empresa Colombiana de Petróleos (ECOPETROL) contrató con recursos propios tres plantas termoeléctricas. El gobierno capitalizó y asumió las deudas de ICEL, CORELCA, la Central Hidroeléctrica de Betania (CHB) y la CVC a cambio de la propiedad de algunas plantas, del 99% de las acciones de la CHB y de las acciones que ICEL, CORELCA y CVC tenían en la ISA, por lo que obtuvo el 77% de la propiedad de esta última. De esa forma, el Estado se convirtió en el socio mayoritario de las empresas distribuidoras del interior del país. La nueva estructura accionaria de ISA le permitió eliminar el poder de veto de sus antiguos socios y clientes, y comenzar a separar los intereses de estas empresas en la planificación y gestión del sector. En resumen, el racionamiento sentó las bases para la reforma del sector.

Si bien el trauma ocasionado por el racionamiento y la caza de brujas que éste desató frenaron momentáneamente los esfuerzos reformistas, el impulso de los debates iniciales y la conformación de grupos de trabajo de los agentes del sector encabezados por el DNP y el Ministerio de Minas y Energía (MME), a través de la Comisión Nacional de Energía, crista-

lizaron en 1994 con la aprobación de las leyes 142 y 143 ya mencionadas anteriormente.

El conjunto de la legislación plasmaba en gran medida el programa reformista. No obstante, como es común en estos casos, la legislación es un resultado de los compromisos dictados por la correlación de fuerzas en el legislativo. En el caso colombiano, caracterizado por el poder de las regiones y la existencia de empresas municipales en las que el poder ejecutivo no tiene jurisdicción, estos compromisos se vieron reflejados en la falta de obligaciones de las empresas del Estado para que se desintegraran verticalmente y adoptaran un sistema de propiedad accionaria que hiciera efectiva la separación de papeles del Estado. Permitir a estas últimas la opción de elegir el sistema de gestión tendría graves repercusiones que se describen más adelante.

Los congresistas que actuaban de manera clientelista no consideraron como amenaza una reforma que permitía la participación del sector privado en el ámbito de la generación y que preservaba inicialmente la integración vertical de las grandes empresas municipales, siempre que se mantuviera su influencia sobre éstas y sobre las demás empresas distribuidoras públicas regionales. Por otra parte, fue de gran importancia que la vigilancia y control no atacaran estas bases políticas, lo que posiblemente contribuyó a que esta rama de la regulación estuviera relativamente más sujeta a factores políticos. En consecuencia, al asumir el gobierno la propiedad accionaria de empresas públicas locales no siempre ha podido asumir también el control de las mismas, que suele compartir con las administraciones y políticos regionales y locales.

### **La implantación de la reforma**

Una vez aprobada la reforma, el gobierno avanzó rápidamente en su implantación gracias al trabajo de preparación que venía realizando de antemano. Es así como el organismo regulador pudo entrar en funcionamiento en un período relativamente breve y se seleccionaron profesionales de prestigio para integrarlo. Igualmente, gracias a la capacidad disponible en la empresa estatal ISA fue posible crear un operador del sistema con buena capacidad técnica que pudo iniciar el montaje del modelo de mercado mayorista desarrollado con el apoyo de consultores extranjeros. En forma similar, la participación del sector privado, iniciada con los contratos PPA ejecutados para conjurar la emergencia, continuó tanto a través de las privatizaciones

como de la inversión en proyectos nuevos requeridos para abastecer una demanda creciente y se puso en marcha un sistema novedoso de subsidios orientados a los más pobres, hasta que el colapso de la demanda, ocasionado por la crisis económica de 1999, desencadenó una mala racha que pondría a prueba la supervivencia de la reforma. El avance de la participación del sector privado se estancó, el mercado mayoritario experimentó dificultades, la regulación perdió prestigio y legitimidad, el gobierno fracasó en su intento de operar con criterio empresarial las empresas distribuidoras de las que era accionista mayoritario, y las empresas municipales corrieron una suerte similar, con excepción de EPM. La estrategia de intervenir las empresas insolventes demostró ser ineficaz y prolongó la agonía de las compañías intervenidas. Finalmente, el hasta entonces plan de subsidios orientados empezó a dar muestras de deterioro.

Aunque no es posible desestimar la importancia de la crisis en el desempeño del sector —apenas en 2003 la demanda de electricidad se había recuperado a los niveles observados cinco años antes—, conviene decir que también sirvió para poner en evidencia problemas del modelo que hasta entonces habían permanecido ocultos en un mercado boyante y que lo hacían vulnerable a choques externos de este tipo. Algunas limitaciones técnicas e institucionales, así como dificultades políticas y económicas, han impedido el logro de varias de las expectativas y el cumplimiento de supuestos implícitos en el modelo. A continuación se describen los logros y avances de la reforma, como también las dificultades experimentadas, asociando en lo posible éstas últimas con las carencias del marco institucional y con la falta de coherencia entre el modelo adoptado y las realidades locales. Para una mejor comprensión de esta discusión se presenta en el recuadro 4.3 un resumen del sector y de las instituciones que lo rigen.

### La inversión privada y el Estado empresario

Si bien los reformistas no previeron una privatización masiva inicial de las empresas del Estado por razones que se describen más adelante, se tenía la expectativa de que el sector privado estaría a cargo de la mayor parte de las inversiones nuevas. Ante las dificultades fiscales que limitaban la capacidad de inversión del sector público y ante la percepción de que las instituciones multilaterales abandonarían ese campo de financiamiento, el objetivo de lograr que el sector privado asumiera la carga principal de las nuevas inver-

**RECUADRO 4.3 El sector eléctrico colombiano**

La demanda de electricidad está cubierta por más de 40 agentes comercializadores que durante el año 2005 vendieron 49.000 GWh de energía, de los cuales el 67% correspondió a clientes regulados y el resto al mercado libre, y atendieron una demanda máxima que ascendió a mediados de ese año a 7.951 MW. El consumo está concentrado (52%) en los cuatro grandes centros urbanos.

A mediados de 2005 la capacidad instalada de generación era de 13.354 MW, y también estaba concentrada; las cuatro empresas más grandes controlaban una capacidad instalada equivalente a la demanda del sistema. Cerca del 66,3% de la capacidad instalada era de origen hidroeléctrico, el 28,4% térmico de gas, y el 5,4% térmico de carbón. Las reservas de gas natural de Colombia están concentradas en tres compañías.

El sector privado controla el 56% de la generación y el 47,5% de la distribución. Esta última está en manos de las cinco empresas más grandes, que controlan más del 60% de la energía que se vende en los mercados regulado y libre. Por su parte, la generación pública se realiza por medio de EPM y las compañías ISAGEN y CORELCA.

El 80% de la transmisión se realiza por medio de ISA, que es controlada por el Estado; el resto corresponde a empresas integradas verticalmente. El comercio de la electricidad tiene lugar en el mercado de energía al por mayor, operado por ISA de forma ininterrumpida desde que se inició a mediados de 1995. Se trata de un mercado centralizado al estilo del antiguo mercado de Inglaterra y Gales, mediante el cual los generadores hacen ofertas que son válidas durante las 24 horas del día siguiente, se despachan con el valor de la oferta marginal y se complementan con un mercado de contratos financieros a largo plazo.

Los usuarios finales pueden optar por el mercado libre (no regulado) cuando su demanda excede de 100 kWh o cuando su consumo mensual es superior a 55 MW. A la fecha (septiembre de 2005), 4.000 usuarios no regulados entre clientes comerciales e industriales constituyen poco más del 25% de la demanda nacional.

Las principales instituciones que intervienen en la operación del sector eléctrico en Colombia son el MME, organismo rector del sector; la CREG, conformado por cinco expertos independientes y por tres ministros, encargada de regular el mercado de la electricidad y el gas; la SSPD, encargada de la vigilancia del sistema, la identificación y penalización de situaciones de abuso de poder de mercado; y la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), que elabora el plan de expansión de la generación (no obligatorio) y el plan de expansión de la transmisión (obligatorio).

Por su parte, ISA dirige el Sistema de Interconexión Nacional (SIN) y está encargada del Centro Nacional de Despacho (CND) y de la Administración del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC). El Consejo Nacional de Operaciones (CNO) es la institución de consulta para la operación del mercado. Dicho Consejo está for-

**RECUADRO 4.3** El sector eléctrico colombiano (continuación)

mado por representantes de los generadores y distribuidores, y su función principal consiste en acordar los aspectos técnicos necesarios para lograr que la operación del SIN sea segura y confiable; además, es el órgano ejecutivo del reglamento de operación. El Consejo Nacional de Comercialización (CNC) es la institución de consulta en lo relacionado con los aspectos de comercialización.

siones se constituía en un elemento crucial en la reforma del sector eléctrico colombiano.

La estrategia reformista tenía como propósito vincular el sector privado, primero en los proyectos de generación termoeléctrica de emergencia requeridos para terminar con el racionamiento, y además para complementar un sistema predominantemente hidroeléctrico. Ante la carencia de un marco regulador probado y de un mercado al por mayor en funcionamiento, dicha vinculación tendría que darse inicialmente mediante contratos de compra garantizada de energía con las empresas estatales que existían en aquella época. En la medida en que se tuviera un mercado en operación, dotado de un marco regulador confiable, se preveía que la vinculación del sector privado cambiaría hacia la modalidad de productores independientes que participarían en el mercado mediante contratos de largo plazo, o que venderían su energía en el mercado de ocasión. El canje de la deuda por acciones que realizó el gobierno en uso de las atribuciones derivadas del decreto de emergencia le permitió asumir el control de ISA y CVC, reestructurar dichas empresas y privatizar sus activos de generación (parcialmente) y distribución con el fin de ampliar la capacidad de inversión del Estado en otros sectores y robustecer la competencia en el mercado de la generación.

A pesar de estas privatizaciones, una parte muy importante del parque de generación permaneció en manos de las entidades municipales de Bogotá y Medellín, sobre las que el gobierno nacional no tenía control. En esos casos, así como en el de la distribución —tanto en empresas controladas por el gobierno como por las entidades regionales— se tenía la expectativa de que el nuevo régimen de empresas estatales garantizaría una gestión eficiente, o en su defecto que serían intervenidas y finalmente privatizadas, porque debían someterse a rigurosos programas de desempeño supervisados por la nueva SSPD.

Adicionalmente, como parte de las negociaciones para lograr el apoyo de las regiones a la reforma, se hicieron importantes concesiones cuyo verdadero costo sólo quedaría en evidencia más tarde. El gobierno autorizó la construcción de tres plantas hidroeléctricas, promovidas por otras tantas empresas estatales: La Miel, Urrá y Porce II. Además, se postergó la privatización de las empresas distribuidoras que eran filiales del antiguo ICEL y las subsidiarias de CORELCA.

No obstante las dificultades, la participación privada no fue despreciable. Los inversionistas extranjeros invirtieron US\$7,3 mil millones en el período 1994-2003 en el sector de la energía eléctrica. La inversión privada cubrió tanto activos existentes como inversión en generación nueva. Así, después de las inversiones iniciales en los PPA contratados con motivo de la emergencia, los empresarios privados invirtieron en plantas térmicas, algunas mercantes. En cuanto a privatizaciones, además de las mencionadas arriba, fue muy importante el proceso de capitalización por el sector privado de la EEEB, la más grande del país, y la venta de los activos de distribución de la antigua CORELCA, agrupados en las empresas Electrocosta y Electocaribe, que incrementaron sustancialmente el porcentaje de los activos de generación y distribución controlados por el sector privado. Como resultado de estas inversiones<sup>3</sup>, complementadas con el nuevo mercado mayorista que se describe más adelante, los costos de generación y las tarifas a los usuarios finales disminuyeron en términos reales, y el país pudo enfrentarse de manera exitosa a la amenaza de racionamiento con motivo del fenómeno de El Niño en 1997 y 1998. Sin embargo, después del auge inicial la tendencia de la inversión privada fue a la baja, de US\$3.400 millones en 1997-1998 disminuyó en forma considerable en los dos siguientes años (US\$279 millones en 1999 y US\$70 millones en 2000).

La decreciente participación del sector privado no sólo refleja las menores necesidades de nueva inversión por razón de la caída de la demanda sino también el estancamiento de las privatizaciones anunciadas de las empresas de generación ISAGEN y CORELCA. Debido a la entrada en operación de los proyectos autorizados a las empresas del Estado como producto de las negociaciones de la reforma, la potencia instalada pública aumentó en 853 MW entre 1998 y 2003, lo cual representó un crecimen-

<sup>3</sup> No todas las inversiones contribuyeron a este resultado; algunas electrificadoras celebraron PPA onerosos.

to del 3% por año, mientras que la potencia instalada privada durante el mismo intervalo de tiempo sólo aumentó en 162 MW, lo cual representó un crecimiento del 0,5% por año. Se observa así un crecimiento mayor y más acelerado en la potencia instalada pública respecto de la privada. Esto puede deberse a que la mayoría de los proyectos públicos que entraron recientemente son proyectos hidroeléctricos con largo período de gestación, mientras que la inversión privada generalmente se ha centrado en proyectos térmicos muchos de los cuales fueron postergados al registrarse un excedente de capacidad instalada con motivo de la caída de la demanda. Sin embargo, en momentos en que ésta se recupera y se requieren nuevos proyectos de generación la participación privada se ha visto desalentada por la indefinición en el sistema que reemplaza los cargos de capacidad y por el sesgo que manifiesta el gobierno a favor de la generación pública, que se comenta más adelante. Adicionalmente, los planes del gobierno para continuar vinculando el capital privado a la distribución se vieron frustrados por las demoras regulatorias y por razones de tipo electoral. Con posterioridad a la privatización de las Electrificadoras de la Costa Atlántica sólo han cambiado de propiedad las electrificadoras de Caldas y Quindío, vendidas a EPM.

### ***El Estado empresario y los conflictos de interés***

A pesar del avance notable en la participación del sector privado en la prestación de servicios públicos, el Estado colombiano todavía controla más del 60% de la generación de electricidad, el 100% de la transmisión y el 60% de la distribución en empresas de ámbito nacional y municipal. Esta presencia significativa del Estado como empresario coincide con restricciones del ente regulador y con conflictos de interés que suscitan la participación de tres ministros en la CREG, además de la falta de definición clara de las actividades de fijación de políticas y de regulación que ha llevado a conflictos entre el regulador y el ministerio en el pasado.

Estos conflictos de interés se potencian ante las dificultades del Estado para lograr una gobernabilidad de las empresas bajo su control que garantice que éstas serán utilizadas únicamente para la prestación de un servicio eficiente y con costos razonables. El gobierno fracasó en sus intentos de hacer funcionar con criterio empresarial las empresas distribuidoras de las que era accionista mayoritario, mientras que las empresas municipales corrieron una suerte similar. Una excepción es el caso de EPM, que, por

razones que se detallan en otro lugar, ha mantenido un buen desempeño. Después de una breve descripción de algunos de los conflictos de interés, en esta sección se presenta un resumen del desempeño de las empresas del Estado y se describen con más detalle los intentos del gobierno para mejorar la gobernabilidad de las mismas.

Una primera serie de conflictos se presenta entre los papeles como regulador y trazador de políticas que se originan en la presencia de tres ministros en la CREG, de la limitada autonomía de esta institución reguladora y de la falta de claridad sobre lo que es competencia del regulador y lo que debe ser objeto de legislación secundaria por parte del organismo definidor de políticas. En algunas ocasiones el conflicto se origina por exceso de celo del regulador sobre la naturaleza de su mandato, que lo lleva a intervenir en áreas claramente bajo jurisdicción del ministerio, como fue el caso de la definición de la política de exportación del gas natural bajo el pretexto de que su obligación de velar por los precios regulados de electricidad le obligaba a establecer criterios sobre el volumen mínimo de reservas requerido para permitir la exportación de excedentes (Ayala y Millán, 2003). En otro caso, la impaciencia del gobierno frente a la lentitud del regulador para remediar fallas en la regulación del segmento de comercialización le llevó a incluir en la legislación del Plan de Desarrollo medidas que eran claramente jurisdicción del regulador. Pero también es importante destacar que el prurito de la independencia retrasó hasta fechas recientes la adopción de un modo de regulación más transparente. En efecto, el regulador alegaba que estos asuntos pertenecían al ámbito del reglamento interno, cuya definición era de su incumbencia.

La presencia del Estado como empresario en empresas que compiten con el sector privado por la prestación del servicio, como es el caso de ISAGEN, CORELCA y Urrá, es vista por los empresarios privados como una amenaza de que el gobierno utilizará de manera oportunista su posición para favorecer sus empresas, ya sea en su calidad de regulador o con garantías y disposiciones que les permitan disputar con ventaja los mercados (o acceder a los mismos sin necesidad de presentarse a ofertas públicas y licitaciones competitivas con otros empresarios). Recientes intervenciones del gobierno que procuran favorecer las empresas estatales han despertado el temor de los empresarios privados de que estas conductas no sean hechos aislados sino que constituyan un patrón deliberado. En repetidas ocasiones el gobierno ha manifestado que no privatizará ISAGEN porque es necesario mantener la capacidad de inversión estatal para construir los proyectos

hidroeléctricos que requiere tanto el abastecimiento de la demanda interna como la exportación de excedentes a los países vecinos<sup>4</sup>. El gobierno ha ofrecido la garantía de la nación para un préstamo del BID al proyecto hidroeléctrico Porce III de EPM en condiciones más favorables de las que obtendría el sector privado, quien considera esto como un sesgo en las reglas del juego, y se ha comprometido públicamente a levantar la restricción regulativa que impide a un grupo empresarial controlar más del 25% del mercado y así permitir a esta empresa llevar adelante sus programas de expansión de la generación.

La capacidad de generación eléctrica controlada por el gobierno y por EPM se aproxima al 60% del total. Con la adición del nuevo proyecto de Porce III, y otras aportaciones menores por parte del sector público, prácticamente no existe espacio para la participación privada hasta por lo menos el año 2014, como se observa en el plan de expansión de referencia publicado por la UPME en 2004.

### ***La gestión de las empresas del Estado***

Como resultado de las negociaciones que permitieron la aprobación de la reforma, los políticos locales mantuvieron el control efectivo de muchas empresas. El problema de la gobernabilidad política se manifestó más crudamente en aquellas empresas en que el gobierno era accionista mayoritario pero donde por razones políticas no quiso o no pudo ejercer el control necesario para cumplir sus objetivos. Este problema se extendió también a las empresas municipales, aunque en menor grado en EPM. Las empresas ISA e ISAGEN, de ámbito nacional, se han mantenido relativamente a salvo de la interferencia política directa; sin embargo, como se indica más arriba, el gobierno ha utilizado a ISAGEN para el logro de otros objetivos distintos de sus responsabilidades como empresa.

Ante las dificultades para atajar eficazmente el problema de la gobernabilidad política y cambiar el sistema existente de incentivos, la reforma ofrecía un tratamiento en dos etapas. En una primera fase se utilizaba una versión de los llamados contratos de desempeño utilizados durante los años

<sup>4</sup> No obstante, en las postrimerías de 2005 el gobierno anunció que procederá a colocar en poder del público hasta el 20% de las acciones de ISAGEN en manera similar a como se hizo anteriormente con las acciones de ISA.

ochenta, denominados planes de gestión y resultados, que imponían un programa de rehabilitación financiera a las empresas con problemas. En caso de no alcanzarse resultados satisfactorios y que la empresa entrara en serias dificultades, ésta sería intervenida por la SSPD, que la administraría temporalmente hasta que se rehabilitara o fuera vendida al sector privado. Los planes de gestión y resultados, como sus antepasados los contratos de gestión (Acosta, 1996), no atacaban la raíz del problema y resultaron un fracaso rotundo<sup>5</sup>. Sin embargo, la amenaza de intervención o intervención por parte de la SSPD resultó muy eficaz para trasladar el control de las empresas al sector privado en dos empresas muy importantes del sector. El mayor éxito se logró con la capitalización por el sector privado de la EEEB, la mayor del país, en 1997. Mayores dificultades se experimentaron en la compra, por inversionistas privados de un interés mayoritario en las distribuidoras del grupo CORELCA, en la costa atlántica. Esto fue posible sólo a mediados de 1998 después de una penosa y larga intervención por parte de la SSPD, pero con innegables beneficios tanto económicos como políticos. La incapacidad demostrada inicialmente por la SSPD para administrar las empresas intervenidas aceleró el proceso de deterioro de las mismas en vez de contribuir a su rehabilitación en muchas de ellas. Más adelante se trata la dificultad, que persiste hasta el presente, en aplicar esta solución al resto de las empresas de distribución regionales.

Las empresas distribuidoras del gobierno, que comprendían las empresas distribuidoras del interior y de la costa, no pudieron adaptarse al nuevo modelo. Si bien el gobierno controlaba y presidía la junta directiva de las empresas, en realidad nunca ejerció esa función; los políticos locales continuaron nombrando a los gerentes y utilizando a dichas empresas como baluartes políticos con el fin de ser reelegidos. Entre los factores que contribuyeron a agudizar el caos podemos mencionar los siguientes: altos costos laborales debidos a un número excesivo de empleados y a pasivos pensionales muy altos y mal capitalizados, niveles de pérdida de energía

---

<sup>5</sup> Los planes de gestión y resultados se pensaron dentro de la óptica de mantener el control estatal sobre la gestión directa de los servicios y promover fines estatales en la gestión vía requerimientos de los planes. En un contexto de descentralización empresarial, de iniciativa privada y de autonomía para la gestión de las empresas de servicios públicos, los planes de gestión se volvieron irrelevantes y un simple requisito formal. En la actualidad la SSPD propone eliminarlos como requisito legal y reforzar la capacidad de la SSPD en el desarrollo de auditorías de gestión y resultados eficaces, oportunas y bien hechas.

escandalosos, corrupción, contratos PPA y de BOT mal celebrados, problemas en la facturación y cobranza de la cartera, fallas en el programa para la eliminación de subsidios ilegales, mercados poco atractivos, baja cobertura del riesgo del mercado *spot*, contingencias elevadas (demandas, tribunales), y enfoque fiscal en el manejo de dividendos e inversiones. Finalmente, los problemas de estas empresas se exacerbaban por la crisis económica que frenó el crecimiento de la demanda y que afectó la cartera de ventas en mercados caracterizados por tener baja densidad, altos costos de operación y una gran concentración de usuarios de bajos ingresos.

A mediados de 2005, el ajuste tarifario adoptado por la CREG, una serie de medidas tomadas por el gobierno del Presidente Uribe, junto con una recuperación de la demanda jalonada por el crecimiento económico han permitido desactivar el detonante pero la situación dista mucho de estar controlada. Las medidas son variadas e incluyen desde la operación de salvamento financiero para Empresas Municipales de Cali (EMCALI) descrita más adelante, la capitalización de Electrocosta y Electrocaribe por parte del gobierno, la compra de la Central Hidroeléctrica de Caldas (CHEC) y la electrificadora del Quindío por EPM, aportes especiales para financiar la regularización de usuarios ilegales y el ejercicio efectivo de la propiedad del gobierno en electrificadoras regionales para mejorar su eficiencia, hasta cambios regulativos para facilitar el manejo especial en zonas de difícil gestión, como se indica más adelante. En el caso de las empresas distribuidoras bajo la tutela del gobierno entre 2002 y 2004, las pérdidas eléctricas bajaron del 36% al 29%, y los estados financieros, aunque todavía negativos, mostraban una reducción de la pérdida neta con la Empresa de Energía de Boyacá S.A. (EBSA) de Col\$ 151.000 millones en 2002 a cerca de la mitad en 2004.

Si bien las cifras muestran una inversión de la tendencia, queda mucho camino por recorrer y, mientras no se logre una reforma sustancial en la gobernabilidad de las empresas del Estado y sus limitaciones fiscales o se vincule al capital privado, la amenaza permanece latente.

### **La gobernabilidad de las empresas del Estado**

En las empresas en que el gobierno central tiene mayoría accionaria, la línea de gobierno existente es dispersa. Las políticas y directrices para la empresa provienen del Presidente de la República, del cual el gerente de la empresa es agente directo, aunque en general éste está representado por los minis-

tros. El ministro sectorial actúa como presidente de la junta directiva, en su calidad de autoridad del sector, además de presidir las comisiones de regulación, y el Ministro de Hacienda ejerce de autoridad fiscal y representante de las acciones de la nación en algunas empresas. La junta directiva está integrada, además del representante de la nación, en algunos casos por trabajadores, usuarios y representantes de los poderes locales, quienes a su vez tienen gran influencia en el nombramiento del gerente. Algunos aspectos son competencia del CONPES (por ejemplo, distribución de utilidades y negociación de convenciones colectivas). Las empresas de ámbito municipal que optaron por una forma de organización como Empresas Comerciales e Industriales del Estado están controladas directamente por el alcalde, quien nombra la junta directiva y el gerente.

El grado de idoneidad de la gobernabilidad de las empresas controladas por el gobierno es diverso. En primer lugar se encuentra ISA, la empresa de transmisión, en la que si bien el gobierno es accionista mayoritario, ha vinculado capital privado (cercano al 24% del total) por medio de un proceso de democratización accionaria. Para hacer posible lo anterior fue necesario adoptar un sistema moderno de gobernabilidad que le ha permitido una gestión universalmente reconocida como excelente. El gobierno ha contribuido al éxito de la misma al renunciar voluntariamente a la presidencia de la junta directiva a favor del representante de los accionistas minoritarios.

En segundo lugar figura el caso de la mayoría de las empresas distribuidoras regionales, con participación mayoritaria del Estado en forma transitoria y con la meta de vincular el sector privado lo más pronto posible<sup>6</sup>. En estos casos, el objetivo es permitir el funcionamiento de las empresas en forma independiente de los intereses de los políticos locales, implantar una administración profesional y mejorar la gestión mientras se puede atraer un socio privado que pueda aumentar su capacidad de gestión y capitalizarla. Para ello las empresas necesitan que tanto la gerencia como la junta directiva estén constituidas por personas de reconocida competencia y con un mandato explícito de las actividades que deben acometer en el período de transición. Sin embargo, dependiendo de las circunstancias, puede requerirse una capitalización que les permita hacer inversiones urgentes para gestionar las pérdidas y mejorar los resultados comerciales.

<sup>6</sup> Decisión congelada en un período preelectoral.

Un tercer caso consiste en empresas en las que el Estado no podrá desvincularse en el corto plazo como empresario por razones particulares, como ocurre con EMCALI, las cuales requieren un blindaje contra el oportunismo de los políticos locales que afortunadamente puede ser facilitado por los acuerdos suscritos en la operación de salvamento de la empresa, que se encuentra en la etapa final de ejecución.

Un cuarto grupo incluye empresas municipales, EPM, Empresas Públicas de Pereira (EPP) y otras, cuyo problema fundamental es el régimen organizativo como empresas comerciales e industriales del Estado que las hace dependientes del Consejo Municipal y de las Alcaldías y que carecen de una buena gobernabilidad empresarial y política, pero que reciben apoyo de la nación en forma de garantías de préstamos. La ley 142 introdujo un cambio fundamental en estas empresas al permitirles un régimen privado de contratación, pero no eliminó otros elementos del régimen de la administración pública que las favorece: por ejemplo, pueden realizarse contratos interadministrativos entre el gobierno, las autoridades territoriales y estas empresas sin necesidad de ir a licitación. Esto introduce flexibilidad para lograr ciertos fines estatales (por ejemplo, permitió que ISA apoyara los procesos de liquidación de Chocó y Tolima sin necesidad de licitación, pero impidió que CODENSA, por ejemplo, pudiera apoyarlos, como en efecto hizo para el caso Tolima) pero también ha facilitado oportunidades para el florecimiento de corrupción local.

Consciente de estos problemas, el gobierno adelanta en la actualidad una serie de iniciativas para remediarlos, que se recogerán en un documento de CONPES con lineamientos de política para todas las empresas controladas por él. Su aplicación implicaría la definición de quién representaría las acciones del Estado en las juntas directivas de dichas empresas y qué mandatos tendrían. En un segundo frente, el MME coordina un esfuerzo que tiene como finalidad instaurar códigos de gobernabilidad en varias empresas del sector.

El breve resumen de las actividades en marcha evidencia, sin embargo, que aunque se avanza en la dirección correcta en varios frentes, existe todavía falta de claridad sobre los elementos fundamentales que aseguran el funcionamiento efectivo de la gobernabilidad empresarial en el ámbito estatal y sobre el tipo y grado de participación del gobierno en las juntas directivas. El acatamiento de un código de buen gobierno depende fundamentalmente de la existencia de intereses diferentes de los políticos para hacerlo cumplir. ISA tiene su código de buen gobierno, pero son los accio-

nistas minoritarios quienes velan por su ejecución. EMCALI tendrá código de buen gobierno, pero éste sólo podrá funcionar si es posible adoptar un acuerdo de acreedores que imponga condiciones rigurosas a la gobernabilidad de la empresa. El gobierno no puede desentenderse completamente de establecer directrices para sus empresas y está por verse la suerte que corran las iniciativas de darles más autonomía, con rendición de cuentas.

### ***¿Son reproducibles los éxitos?***

El éxito obtenido en la vinculación de capital privado como accionista con poder de control en la EEEB, empresa de ámbito municipal, y en Electrocosta y Electrocaribe, empresas controladas por el gobierno, y como accionista minoritario en la empresa de transmisión ISA, controlada asimismo por el gobierno, invita a reflexionar sobre por qué no fue posible avanzar con este modelo de participación privada en el resto de las empresas de control estatal y municipal. Igualmente, el éxito obtenido en la gestión de EPM e ISA, aún antes de la vinculación del capital privado en esta última, amerita una explicación. Las razones son variadas. Las restricciones de jurisdicción a que nos referimos anteriormente se reflejaron en la ley 142, que dejó a los municipios la opción de escoger entre el modelo de organización como “empresa por acciones” o como “empresa comercial e industrial del Estado” (EICE). La modalidad de “empresas por acciones” abría las puertas a una eventual privatización o capitalización por el sector privado, mientras que la modalidad EICE mantenía el control y la propiedad en manos del municipio. Sin embargo, en las empresas en las que el gobierno tenía un control accionario esta restricción no existía y fue posible la venta de una participación mayoritaria al sector privado tanto a la antigua CVC como a las empresas agrupadas bajo el consorcio CORELCA que servía la costa atlántica.

A principios de 1997, tanto EEEB como EMCALI se habían constituido en “empresas por acciones” y habían reestructurado sus actividades. Por el contrario, el Consejo Municipal de Medellín escogió la opción de EICE, que cerraba las puertas a la eventual privatización de EPM, pero no impedía que la empresa participara como inversionista privado, ya fuera de manera independiente o en asociación con el sector privado, en zonas distintas a su propia jurisdicción.

Ante la bancarrota de EEEB y su inminente intervención por la SSPD, un alcalde independiente aprovechó la oportunidad para dividir la

empresa en tres segmentos separados y ofrecer al sector privado el control de las empresas de generación, ENGESA, y de distribución, CODENSA, a cambio de aportes de capital que permitieran reintegrar la deuda y adelantar las obras necesarias para sacar a flote las empresas, quedando en poder del municipio solamente el segmento de transmisión. La capitalización del sector privado permitió sanear completamente las empresas, y mejorar significativamente la calidad del servicio y la atención al público, mientras que la participación accionaria de la municipalidad (cercana al 50% en las empresas de distribución y generación) le permitió revertir el flujo de recursos que anteriormente desangraba al fisco de Bogotá, contribuir en gran medida al éxito de las últimas administraciones municipales para transformar la infraestructura de transporte y secundar el desarrollo social de la ciudad (Fainboim, 2000).

En contraste, como se mencionó en la sección sobre el desempeño de las empresas del Estado, EMCALI apenas inició su proceso de recuperación de la crisis financiera más grave de su existencia, después de una operación de salvamento orquestada por la SSPD tras varios años de estar intervenida por esa entidad<sup>7</sup>. La cómoda situación financiera de EMCALI —en contraste con la situación apremiante en Bogotá— permitió que las administraciones municipales postergaran su capitalización por el sector privado y endeudaran la empresa para financiar un programa de desarrollo municipal que fue el preludio de su incesante saqueo. Debilitada por la intervención clientelista, EMCALI no pudo resistir las presiones del sindicato para revertir la reestructuración y volver a la modalidad EICE, cerrando así las puertas a una vinculación transparente del sector privado. La diferencia entre los resultados obtenidos en Bogotá y Cali puede explicarse en parte por la diferencia en el liderazgo municipal y en parte por la reticencia del gobierno central a condicionar su apoyo financiero a su ofrecimiento al sector privado.

Por su parte, EPM continuó mejorando la eficiencia en la prestación de los servicios a su cargo, aportando utilidades a su dueño, el municipio

<sup>7</sup> La operación de salvamento tiene como base la firma de un “Convenio de ajuste financiero, operativo y laboral para la reestructuración de las acreencias de EMCALI”, el cual incluye la renegociación de la deuda local, la terminación del PPA, la renegociación de la convención colectiva, la creación de un fondo de capitalización social que capta aportes de los usuarios para ampliar la cobertura, un plan de inversiones y de gestión, y el reconocimiento de los aportes del gobierno que se destinan a satisfacer parte del servicio de la deuda de la empresa.

de Medellín, pero en lugar de concentrarse en su jurisdicción centró su estrategia en el crecimiento. Mediante políticas agresivas de competencia en el nuevo marco regulador de los servicios públicos, valiéndose de las rentas que le proporcionaba su abundante generación hidroeléctrica desarrollada a bajo costo, se convirtió en inversionista en negocios de telefonía, agua y electricidad en todo el país, como si fuera un empresario privado. Dicho de otro modo, la combinación de una estructura de gobierno defectuosa en una institución pública con una caja gigantesca a su disposición para efectuar negocios constituía una tentación muy fuerte para los políticos, que interrumpiendo una larga tradición de intervención moderada en los asuntos de la empresa empezaron a utilizarla para fines distintos a su objeto social. Ante estos signos de deterioro, las fuerzas cívicas de la ciudad se movilizaron en 2004 y establecieron un Comité de Veeduría para las actividades de la empresa procurando restablecer el ejercicio del derecho de propiedad de la ciudadanía. Como resultado del debate que se produjo se reconoció el error de haber adoptado la modalidad de EICE y la nueva administración encargó un estudio para reestructurar los negocios. Lamentablemente, el Consejo Municipal se resistió a hacer el cambio de modalidad<sup>8</sup> alegando que ello llevaría finalmente a una privatización de la empresa, muy impopular en una ciudad sentimentalmente ligada a su empresa. El ejercicio directo del control social de la empresa por la ciudadanía la protegió de las incursiones oportunistas de los políticos y ha sido en última instancia la causa principal de su buen desempeño. Paradójicamente, también les ha permitido a los políticos invocar el fantasma de la privatización para mantener abierta la posibilidad de aprovecharse de las rentas de la empresa.

Aunque con muchas dificultades, en gran parte ocasionadas por la gestión politizada e ineficiente de la SSPD en la intervención de las empresas, el gobierno obtuvo un éxito relativo en la venta de un interés mayoritario al sector privado en Electrocosta y Electrocaribe. Este fue un éxito relativo porque, si bien con su venta logró una suma no despreciable para el erario público y terminó con el abuso de los políticos locales que sangraban las

<sup>8</sup> Aunque aprobó la escisión del sector de telecomunicaciones en una nueva empresa, controlada por EPM y otras empresas del municipio, lo que permite limitar su exposición a este negocio, debilitado por incursiones en el campo de la telefonía celular que han resultado en cuantiosas pérdidas.

empresas, el desempeño de los empresarios privados dejó mucho que desear por una variedad de razones, algunas de las cuales se describen en el capítulo 8, que ponen en duda su permanencia.

La intención del gobierno de continuar el proceso iniciado con las electrificadoras de la costa atlántica se vio entorpecida por la falta de competencia de la SSPD ya mencionada anteriormente, la falta de capacidad para adelantar simultáneamente procesos complejos y la dificultad para establecer ajustes tarifarios que fueran suficientes para atraer a los inversionistas. Como consecuencia, el proceso sufrió atrasos que coincidieron con un enfriamiento en el interés de los inversionistas —sólo EPM estuvo interesada en la compra de las empresas CHEC y Quindío—, lo que a su vez llevó a nuevos aplazamientos.

En estas circunstancias, cabe preguntarse si es posible repetir el éxito del modelo de EPM en el resto del país. Los fracasos de Cali y Pereira en lo que se refiere a mantener a raya las intervenciones políticas son pruebas fehacientes de que el modelo de Medellín obedece a condiciones muy especiales y que es muy difícil repetirlo en el resto del país. En efecto, el estado de deterioro administrativo de las empresas distribuidoras regionales controladas por el gobierno ilustra no solamente la debilidad de sus mercados, y la ausencia de las rentas del recurso natural tan abundantes en EPM, sino también la falta de compromiso de la población con las empresas y la cultura clientelista, que considera el servicio como un derecho de la población a los recursos del Estado mediado por los políticos locales. El pacto tácito que existía entre los políticos de Medellín, en el sentido de limitar su intervención en EPM, evitó hasta entonces que siguiera el camino de EMCALI, pero los desarrollos recientes han puesto en evidencia los peligros que encierra esta opción, aun en ciudades con gran participación cívica como Medellín<sup>9</sup>. Si no se mantienen las condiciones que han asegurado una gestión independiente de los vaivenes políticos en EPM, la tentación de extraer rentas podría deteriorar la situación de la empresa. Es evidente que mientras estas condiciones no se den es necesario reforzar la gobernabilidad de las empresas del Estado, incluida EPM, como se indica en otro lugar de este capítulo.

<sup>9</sup> El papel que desempeña este control de la comunidad en el rendimiento de empresas estatales se comenta en Ayala y Millán (2003) y se trata con mayor detalle en el capítulo 6 de este libro.

## El desempeño del sistema de regulación

Los reformistas esperaban que el nuevo marco regulador, junto con una institución encargada de la regulación idónea y autónoma, permitiría proteger a los consumidores de los abusos del poder monopólico, garantizar un nivel y una calidad adecuados del servicio, y crearía además incentivos apropiados para lograr niveles de inversión eficientes al proporcionar a los empresarios privados la seguridad de que sus inversiones no serían expropiadas de manera oportunista por el gobierno.

En consecuencia, a las tareas de regulación —asegurar la producción, fijar precios eficientes y garantizar la continuidad del suministro, aun con las imperfecciones de mercado que se comentan más adelante— se suma el requisito de delimitar y controlar la discrecionalidad gubernamental, tanto en lo referente a la fijación de las tarifas como en lo relacionado con la posibilidad de que los poderes ejecutivo y legislativo cambiaran las entidades encargadas de la regulación, o modificaran sus decisiones.

La reforma colombiana adoptó algunas variaciones respecto del modelo de regulación existente en otros países, al incluir a tres ministros en la comisión de regulación y al asignar las funciones de control y vigilancia a una institución diferente, la SSPD. Se tenía la expectativa de que esas instituciones escaparían al manejo burocrático característico de otros organismos del Estado, atraerían a los expertos más prestigiosos del país y gozarían de autonomía para dirigir sus asuntos a pesar de las restricciones mencionadas.

Tal vez ésta sea el área en la que las expectativas de los reformistas fueron más ilusorias por una serie de factores diversos relacionada con las instituciones nacionales. La regulación encaminada a establecer los mercados y la competencia, controlar el poder de mercado y equilibrar los intereses de las empresas y los consumidores, es una práctica importada y ajena a un mundo de monopolios estatales politizados. Este esquema se sustenta en parte en un sistema de protección de la propiedad y de acceso a los mercados basado en la ley común (derecho consuetudinario) y no en la estatutaria (derecho codificado), y sus raíces jurídicas están fundamentadas en sistemas diferentes de división de poderes y de derecho administrativo. Por otra parte, el plan de regulación adecuado a las nuevas formas de mercado, como las bolsas de energía, se encuentra aún en una etapa temprana de desarrollo en el ámbito mundial. Por lo anterior, la regulación de los mercados basados en la competencia no sólo ha afrontado obstáculos en

cuanto a que sus objetivos chocan con los poderes establecidos, sino que lo ha hecho en condiciones que hacen necesaria una aclimatación gradual.

Según la Constitución, las comisiones reguladoras forman parte integral de la cadena administrativa del poder ejecutivo, pese a que éste tiene limitaciones en lo que respecta a los nombramientos y los procedimientos de toma de decisiones, y a pesar de que aquéllas gozan de una relativa autonomía administrativa y financiera. Como resultado de lo anterior, las comisiones reguladoras no tienen autonomía plena, pero ese factor no garantiza por otra parte la coordinación con las entidades que realizan las funciones de planificación y formulación de políticas. A esta limitada autonomía se agregan conflictos de interés ocasionados por la presencia de tres ministros como miembros de la CREG y con la presidencia del Ministro de Minas y Energía.

Aun cuando la separación de tareas de regulación y control exige un alto grado de coordinación, se estima que los problemas experimentados por esta razón son superables y de menor alcance. Existen otros problemas que limitan la eficacia de los organismos de regulación y control originados en la ley y en la limitada interpretación que se hace de normas administrativas. Así, la SSPD y la CREG han tenido dificultades para poder utilizar la totalidad de las contribuciones recolectadas de los agentes regulados para cubrir sus gastos, y hacen frente a restricciones que impiden seleccionar a los candidatos más idóneos para las posiciones de expertos comisionados y superintendente. Además de un severo régimen de requisitos e incompatibilidades que limita la selección de funcionarios públicos que provienen frecuentemente de entidades encargadas de las funciones de planificación o de control, celos burocráticos y una interpretación rígida del sistema de carrera administrativa han impedido remunerar adecuadamente a los reguladores.

Por razones constitucionales, no es posible dotar formalmente de autonomía presupuestaria a la SSPD y la CREG y la ejecución de su presupuesto se ha visto afectada por las medidas de austeridad fiscal a pesar de que sus ingresos son de destinación específica. Esta rigidez ha afectado de manera particular a la SSPD, limitando su programa de visitas de inspección y supervisión preventiva, y a la CREG, en sus actividades relacionadas con estudios y asesorías técnicas altamente especializadas, necesarias para el cumplimiento oportuno y efectivo de su función reguladora. Asimismo, la CREG no cuenta con un Plan Anual de Caja que le facilite la ejecución presupuestaria. Estas limitaciones a la capacidad técnica se acentúan por

las dificultades experimentadas en conseguir expertos comisionados con la experiencia y capacidad requeridas para tales cargos debido a la baja remuneración que perciben, un régimen inadecuado de incompetencias y un proceso de selección poco transparente. La falta de eficacia de los organismos de regulación aumenta las dificultades que deben sobrellevar los empresarios privados para participar en el proceso regulador, lo cual se ve reflejado en un encarecimiento del servicio o en nuevas cargas para el Estado, cuando éste se ve obligado a prestar el servicio público, ante la ausencia o el retiro de los inversionistas privados.

La competencia en los mercados de electricidad es un fenómeno reciente y la arquitectura institucional originalmente adoptada para la vigilancia y control no ha sido coherente con los desarrollos posteriores sobre este aspecto. Como consecuencia, existe poca articulación institucional para el cumplimiento de las funciones preventivas y sancionadoras y duplicidades, traslapes y vacíos procesales entre ministerios, reguladores, SSPD y la Superintendencia de Industria y Comercio (SIC). Las comisiones identifican conductas que constituyen comportamientos anticompetitivos y conceptúan sobre la estructura de la industria, mientras que la SSPD está encargada de proteger los intereses del consumidor y controlar las prácticas restrictivas de la competencia (*antitrust*) y la competencia desleal.

En el mercado eléctrico mayorista, la SSPD no ha tenido éxito en sancionar comportamientos anticompetitivos y la falta de articulación institucional ha impedido establecer mecanismos de vigilancia del mercado, pero tampoco la CREG ha tenido mucho éxito en el diseño de medidas que prevengan su ejercicio. Los esfuerzos recientes de la SSPD para establecer un sistema moderno de vigilancia de la competencia en el mercado mayorista por medio de un comité independiente de expertos no han resultado muy satisfactorios debido a la dificultad de financiarlo y a trabas de tipo burocrático.

El desempeño de la CREG ha sido muy controvertido y foco de continuas polémicas con los agentes y el gobierno. En opinión de los especialistas, sus procedimientos son poco transparentes, muy complejos y erráticos, lo que se presta a manipulaciones. No existen instancias formales de rendición de cuentas, lo que ha llevado a un ambiente de confrontación caracterizado por las numerosas demandas judiciales a los actos de la Comisión. La gestión de la SSPD fue también muy controvertida durante los años iniciales de la reforma debido al manejo político de la misma, que

reducía su eficacia y propiciaba oportunidades para la corrupción altamente publicitadas (Ayala y Millán, 2003). Solamente durante los últimos tres años se ha producido un vuelco total en la administración de la entidad, que ahora está dirigida con criterio profesional y ha recobrado el prestigio perdido. Lamentablemente, su eficacia se ve limitada por restricciones de tipo presupuestario que destacamos anteriormente.

En la parte sustantiva, la CREG ha tenido dificultades en los aspectos relacionados tanto con el mercado eléctrico mayorista como con el establecimiento de los nuevos cargos de distribución y comercialización de la energía. A pesar de que los problemas experimentados en el mercado de la energía al por mayor son menores si se comparan con los de California o Brasil, intervenciones poco coherentes en la regulación del mercado mayorista han proporcionado argumentos a los enemigos de la reforma y han copado la atención de las entidades reguladoras, que por lo tanto destinan menos tiempo a otros menesteres urgentes como son los relacionados con la distribución. La definición de los nuevos cargos de distribución fue muy polémica y dio lugar a múltiples disputas. Asimismo, la incertidumbre que existe sobre los precios de largo plazo —debido a la carencia de mecanismos claros que reemplacen a los cargos por capacidad— reduce los incentivos para que se realicen nuevas inversiones en el ámbito de la generación.

De mayor importancia es el hecho de que la polémica pública entre los participantes del mercado y la autoridad reguladora desacredita el modelo. Los problemas mencionados en la gestión de la CREG —debilitada por las restricciones para mantener un equipo de expertos de primera categoría— y las polémicas con el gobierno sobre la liberalización del mercado del gas natural han contribuido al deterioro de su credibilidad. Los participantes del mercado frecuentemente prefieren entablar un diálogo directo con las autoridades de mayor jerarquía para resolver sus disputas. En 2004 el Ministro de Minas y Energía convocó varios talleres con los generadores y distribuidores para discutir los problemas del sector, y como resultado de ellos se presentaron propuestas para reglamentar las leyes en los aspectos relativos a los procedimientos de la regulación.

A fines de 2004, dentro del marco de un préstamo de política para todo el sector de servicios públicos, el gobierno emprendió en colaboración con el BID un programa orientado a atacar los problemas mencionados anteriormente. Con miras a solucionar el problema de transparencia de las acciones reguladoras, la reforma propuesta establece la participación

adecuada de los interesados en los procesos reguladores y la divulgación de las actuaciones de las comisiones de regulación, con la debida rendición de cuentas en la forma del cumplimiento de un programa regulador indicativo y de evaluaciones periódicas de la gestión reguladora, con discusión pública de sus resultados. Se establecen procedimientos de consulta de resoluciones de tipo general y de audiencia pública para resoluciones de tipo tarifario, permitiendo ampliamente la discusión y la obligación de los expertos comisionados de responder en forma explícita a los comentarios del público. Para ampliar el universo de candidatos idóneos para los cargos de expertos comisionados, el programa busca establecer procedimientos transparentes de postulación y selección de candidatos acompañada de niveles de remuneración objetivos y competitivos ajustados a la discrecionalidad permitida por la ley. Para garantizar el flujo adecuado de recursos para las comisiones de regulación y la SSPD se propone superar la rigidez de la ejecución presupuestaria al exceptuar a los organismos de regulación y control de medidas futuras de ajuste fiscal una vez prescriba en octubre de 2005 la ley 617 —que establece recortes presupuestarios a las entidades públicas— y adoptar otras medidas que permitan flexibilizar sus respectivos manejos presupuestarios. Con objeto de solucionar el problema de articulación institucional que permita el cumplimiento de las funciones preventivas y sancionadoras sin duplicidades, traslapes y vacíos procesales entre ministerios, reguladores, SSPD y SIC, la reforma establece que la SIC sea la única autoridad encargada de investigar y sancionar las prácticas comerciales restrictivas de la competencia en servicios públicos.

Las propuestas anteriores están orientadas a obtener mejoras importantes en la eficacia de los organismos de regulación, supervisión y control y se complementarán con otras medidas que adelanta el gobierno. Entre éstas se destacan: la adecuación e implantación de las *auditorías de gestión y resultados* que mejorarán la transparencia de las instituciones de servicios públicos; y el establecimiento del Sistema Único de Información que mejorará el acceso a la información de servicios públicos por parte de los interesados.

Sin embargo, si bien se han adoptado algunas medidas como la reglamentación de la transparencia y rendición de cuentas, otras como la selección de los reguladores y la remuneración adecuada se encuentran empujadas por la inercia burocrática o falta de consenso al más alto nivel, lo que es indicativo de la dificultad de avanzar en esta dirección cuando no existe la voluntad política para hacerlo.

## El mercado mayorista

Los reformistas tenían la expectativa de que la competencia conduciría a precios y niveles de inversión de equilibrio en el ámbito de la generación. La abundancia de gas natural en Colombia ofrecía amplias posibilidades para un futuro mercado basado en la competencia, dado que la escala óptima de las plantas de generación se ha reducido<sup>10</sup>. El nuevo paradigma propugnaba la reestructuración del sector para separar las actividades en que podía establecerse la competencia (la generación) de las tareas consideradas estructuralmente como monopolios (la transmisión y la distribución). Los precios del segmento que admitía competencia serían desregulados y los servicios de las áreas monopólicas se separarían de la oferta de servicios competitivos. Además, se garantizaría el libre acceso a las redes de transmisión y distribución con el fin de eliminar los obstáculos de entrada que podrían impedir el desarrollo de la libre competencia.

No obstante, debido al interés de las empresas municipales de Bogotá y Medellín de preservar la integración vertical y al poder de veto que su representación parlamentaria tenía en la aprobación de la reforma, la ley 143 no pudo lograr más que la separación contable de las actividades, aunque obligaba a la separación empresarial de las nuevas empresas que surgieran en el futuro. A pesar de lo anterior, se esperaba que Colombia tendría competencia en el área de generación y comercialización a un nivel que permitiría fijar precios eficientes y proteger al consumidor, y al mismo tiempo hacer más sencilla la tarea de regulación.

Las expectativas sobre la viabilidad de establecer un mercado de la electricidad basado en la competencia —con poca intervención de la autoridad reguladora— resultaron ser demasiado optimistas, como lo demuestra la experiencia tanto en Colombia como en el resto del mundo. El período de aprendizaje es largo, y frecuentemente es necesario realizar ajustes. Sin embargo, a pesar de las dificultades y problemas, el diseño, puesta en marcha y operación ininterrumpida durante seis años del mercado de energía mayorista (MEM) ha sido uno de los logros más importantes de la reforma. (Para un resumen del diseño del MEM véase el recuadro 4.4.) Los precios al por mayor han permanecido por debajo de los costos promedio de largo

<sup>10</sup> Las innovaciones tecnológicas, como las plantas de ciclos combinados, han reducido las escalas mínimas para la generación eficiente de energía.

plazo estimados por la UPME<sup>11</sup>. Se ha logrado vincular a cerca de 50 generadores y comercializadores; en julio de 2005 se negociaron volúmenes en contratos bilaterales y en el mercado de entrega inmediata por cerca del 143% de la demanda nacional. En el mercado se ofrecen más de 15 tipos diferentes de contratos. Parte del éxito se ha debido a la alta calificación de los técnicos y a la experiencia de ISA en tareas similares antes de la ejecución de la reforma. No obstante, aún existen problemas en el mercado: entre otros, la alta volatilidad y la falta de respuesta del consumidor, el poder de mercado y la coordinación entre las señales de corto y largo plazo.

### ***Volatilidad y respuesta del consumidor***

La volatilidad en el mercado eléctrico colombiano es alta, aunque se mida de acuerdo con los patrones de los mercados de electricidad. Es cierto que parte de esa volatilidad puede atribuirse a restricciones en la transmisión originada por los ataques terroristas y a la falta de respuesta por parte de la demanda; pero también lo es que depende de acontecimientos cíclicos, como el fenómeno de El Niño, que ocasiona sequías recurrentes aproximadamente cada cinco años, y el de La Niña, que trae consigo lluvias extremas que se presentan en forma aleatoria. Debido al elevado componente hidroeléctrico del sistema, la continuidad del suministro en Colombia está dominada por restricciones de energía, en el caso de la ocurrencia de sequías, y no de potencia, como es el caso en los sistemas termoeléctricos. Además, el uso de la capacidad termoeléctrica puede variar sustancialmente, dependiendo de las condiciones climáticas. Así, durante los años de sequía la capacidad termoeléctrica generalmente se despacha a precios muy elevados en el mercado al por mayor. Durante la época de lluvias y durante el fenómeno de La Niña, la mayoría de la demanda se satisface con las plantas hidroeléctricas y los precios en el mercado al por mayor pueden permanecer muy bajos durante períodos largos de tiempo. Dado que las plantas termoeléctricas pueden tener bajos niveles de utilización de la capacidad durante varios años consecutivos, sus ingresos pueden ser también muy bajos por mucho tiempo, lo que ocasiona serios problemas de flujo de caja. La combinación de estos problemas con el establecimiento de topes en los precios durante

---

<sup>11</sup> Tal vez demasiado bajos en opinión de los inversionistas, aunque esto pueda deberse en parte al exceso de oferta existente durante el período debido a la caída de la demanda.

**RECUADRO 4.4 El mercado eléctrico mayorista**

*Mercado de energía mayorista (MEM)* propiamente dicho, en el que participan como compradores y vendedores los agentes autorizados por la ley para desarrollar actividades económicas propias de la industria eléctrica, como la generación (> 20 Mw obligatorio, entre 10 y 20 opcional), la comercialización mayorista y el transporte mayorista. Este mercado se divide a su vez en dos segmentos: el mercado de contratos a término (o mercado de largo plazo) y la bolsa de energía (o mercado de corto plazo).

*Mercado libre (ML)*, en el que participan como compradores los grandes consumidores y como vendedores los comercializadores de electricidad. La ley fijó inicialmente como lindero entre los dos mercados, es decir, como límite para que un usuario pudiera optar por la categoría de no regulado, la exigencia de un consumo mínimo individual de 2 MW/mes. El límite vigente en la actualidad es de 0,1 MW/mes medido en potencia, o su equivalente en consumo de energía (55 MWh), calculado con un factor de carga del 75%.

El mercado de contratos se realiza entre los comercializadores y los generadores; los contratos quedan definidos cuando se puede establecer claramente la cantidad de electricidad y el precio por hora. Los contratos se firman con duraciones de un día en adelante. Los contratos que se suscriben, en cuanto a cantidades pactadas, tienen las siguientes modalidades genéricas: pague por lo contratado, pague por lo demandado y pague por lo consumido. Los contratos suscritos pueden presentar simultáneamente más de una modalidad.

No hay restricción sobre el horizonte de tiempo que deben cubrir los contratos bilaterales. El grado de exposición en el mercado de entrega inmediata es decisión de los agentes comercializadores y generadores. No obstante, inicialmente existieron normas que obligaron a los comercializadores que atienden usuarios regulados a cubrir un porcentaje mínimo de sus requerimientos de energía mediante contratos bilaterales con otros agentes, que fueron desmontándose paulatinamente hasta desaparecer completamente a finales de 1999.

La bolsa de energía es un mercado para las 24 horas del día siguiente, con obligación de participación para todo generador registrado en el mercado, con reglas explícitas de cotización, y en el que la energía por contratos es independiente del precio de corto plazo. El lado de la demanda no participa directamente en la bolsa. En síntesis, la bolsa se orienta a minimizar el costo del despacho, lo cual puede no coincidir con la maximización del bienestar de todos los agentes participantes.

Los grandes consumidores no pueden acceder en forma directa al MEM, ya que para hacerlo tendrían que constituirse en empresas de servicios públicos (ESP) según lo dispuesto en la ley. Sin embargo, pueden beneficiarse de las oportunidades de este mercado, aprovechando la competencia entre los comercializadores del MEM.

**RECUADRO 4.4 El mercado eléctrico mayorista (continuación)**

Los pequeños consumidores o usuarios regulados también tienen relación con el MEM dado que una parte de sus tarifas reguladas dependen, por un lado, del comportamiento de los precios que se presenten en el MEM y, por el otro, de los precios a los cuales realice las transacciones su comercializador para atenderlo.

El Centro Nacional de Despacho (CND) es la dependencia encargada de la planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del sistema interconectado nacional y de dar instrucciones a los centros regionales de despacho para coordinar las maniobras de las instalaciones con el fin de tener una operación segura, confiable, ceñida al Reglamento de Operación y a todos los acuerdos del CND.

La liquidación de las obligaciones y acreencias financieras de los participantes en la bolsa se realiza desde una dependencia denominada Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC).

Los generadores que participan en el mercado mayorista de electricidad deben presentar ofertas de precio en la bolsa de energía. Los precios a los cuales las empresas generadoras ofrecen diaria y horariamente al CND energía por planta y/o unidad de generación deben reflejar los costos variables de generación en los que esperan incurrir, teniendo en cuenta la Resolución CREG-055 de 1999.

Para plantas termoeléctricas: el costo incremental del combustible, el costo incremental de administración, operación y mantenimiento, los costos de arranque y parada y la eficiencia térmica de la planta. Para las plantas hidroeléctricas: los costos de oportunidad (valor del agua) de generar en el momento de la oferta, teniendo en cuenta la operación económica a mediano y largo plazo del sistema interconectado nacional.

Para determinar su precio de oferta los generadores deben incluir como costo variable el Costo Equivalente de Energía (CEE) del Cargo por Capacidad (Resolución CREG-116 de 1996). A partir de 2001 y hasta diciembre de 2007, en cumplimiento de lo ordenado por la ley 633 de 2000 (Reforma Tributaria), los generadores deben incluir como costo variable en su precio de oferta un gravamen con destino al Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas (FAZNI). En ningún caso, el precio de Bolsa será inferior al CEE más el FAZNI (Resolución CREG-005 de 2001).

Sin embargo, para verificar si las cotizaciones de los generadores siguen el criterio definido en la resolución mencionada, la Comisión tomará en cuenta que los precios ofertados serán flexibles e incluirán el efecto de la incertidumbre y las diferencias de percepción de riesgos de los generadores.

los períodos de escasez contribuye a desalentar a los inversionistas en generación térmica.

La volatilidad en el despacho de las plantas termoeléctricas, originada por los problemas climáticos descritos anteriormente, se combina con la rigidez de las condiciones impuestas por los suministradores de gas natural, quienes demandan contratos “pague por lo contratado” (*take or pay*) para el suministro y transporte, con el fin de estabilizar el uso de los gasoductos, ante la ausencia de un mercado secundario del gas, haciendo más onerosas las condiciones para los generadores que utilizan este combustible. Las restricciones de la red de gasoductos también pueden constituirse en cuello de botella para aprovechar este tipo de plantas durante los períodos de sequía.

Ha sido muy difícil flexibilizar los precios en Colombia; por el contrario, la regulación tiene como objetivo lograr la estabilidad de los mismos, por lo que fija topes durante las épocas de escasez. En estas circunstancias, los consumidores no están expuestos a las fluctuaciones de los precios y no pueden responder ante éstos con medidas alternativas, como la autogeneración o las inversiones para el mejoramiento de la eficiencia. La demanda de los usuarios no regulados —que equivale a una cuarta parte de la demanda total— es en teoría más elástica, ya que dichos usuarios tienen acceso a combustibles sustitutos y cuentan con medidores de consumo en tiempo real; aunque generalmente participan en el mercado mediante contratos a término, lo que les da un margen de maniobra relativamente menor. No obstante, podría ser viable establecer precios diferenciales para la estación seca, lo que puede dar una buena señal tanto a los consumidores como a los inversionistas. Por el contrario, la fórmula tarifaria de los usuarios regulados incluye el promedio móvil de las compras de energía de los comercializadores a los generadores, lo que si bien permite precios más uniformes a través del año al suavizar las diferencias estacionales, impide transmitir las señales de escasez a los consumidores.

### **El ejercicio de poder dominante en el mercado**

En un sistema predominantemente hidroeléctrico, una estructura del mercado concentrada presenta numerosas oportunidades para que las empresas ejerzan un poder dominante en el mercado cuando la oferta es limitada, ya sea como consecuencia del fenómeno de El Niño —que se manifiesta en Colombia en forma de sequías recurrentes— o bien por las limitaciones del sistema de transmisión. Los altos precios observados durante la

ocurrencia de El Niño en la estación seca de 1997–1998 no pueden atribuirse únicamente a la sequía sino también a la actuación del regulador, tal vez precipitada, que incrementó de improviso los niveles operativos de los embalses, introduciendo abruptamente la intervención de los precios de oferta en la mayoría de los mismos. Esto conformó una situación en la cual fue posible para algunos generadores térmicos ejercer un poder de mercado apreciable subiendo de forma inconveniente los precios para obtener rentas.

Los atentados terroristas contra el sistema de transmisión perpetrados durante la última década, que fueron especialmente graves en el período 2000–2001, aumentaron las restricciones hasta el punto de segmentar el mercado de la costa norte del resto del país por períodos muy largos de tiempo. Estas circunstancias dieron la oportunidad a ciertos generadores para ejercer un poder dominante en el mercado. Por otra parte, cambios en la regulación del tratamiento de estos sucesos en la remuneración de los generadores ocasionaron una transferencia de los costos en mayor cuantía y más rápidamente al comercializador, y finalmente al consumidor. Ambos factores desataron una polémica que llevó a la CREG a intervenir en el mercado en 2001. Dicha intervención tuvo como resultado una reducción significativa del costo que se trasladaba a los consumidores; sin embargo, como era de prever, provocó gran oposición por parte de los generadores, quienes consideraron que la intervención era un cambio en las reglas del juego realizada de manera oportunista por el gobierno para privarles de los ingresos a que tenían derecho (Ayala y Millán, 2003).

### ***La confiabilidad del suministro y las señales de largo plazo***

La primera y más importante de las metas de cualquier sistema de energía eléctrica es asegurar la continuidad del suministro: ¡Que no se apague la luz! No es una tarea sencilla, toda vez que requiere el equilibrio continuo entre la oferta y la demanda, tanto en el corto como en el largo plazo. Los racionamientos en California y Brasil confirman ampliamente la lección del racionamiento de 1992–1993 en Colombia: cualquiera que sea la razón para la interrupción del suministro, el gobierno tendrá la responsabilidad de restablecerlo, y de la diligencia con que lo haga dependerá su supervivencia misma. Existe la tentación de mantener un control estricto sobre el sector, aun cuando se utilizan argumentos económicos y de otra índole que implican liberalización y privatización. Por tanto, es muy importante encontrar

una solución que garantice la continuidad del suministro para asegurar la sostenibilidad de la reforma.

El diseño original del mercado contemplaba la suscripción obligatoria de contratos de largo plazo por parte de los comercializadores; este sistema, bien diseñado, hubiera sido una solución adecuada al problema de asegurar la suficiencia en la generación. Lamentablemente la obligación de contratar fue eliminada a partir de 1999. Solamente cuando la operación del sistema resultó en una alta volatilidad que los generadores no tenían capacidad de soportar, se adoptó un conjunto de intervenciones regulatorias que si bien eran claramente bienintencionadas, no necesariamente fueron bien diseñadas ni demostraron ser la mejor solución al problema. La solución adoptada comprende tres elementos complementarios: los cargos por capacidad, los mínimos operativos y el código de racionamiento. Los cargos por capacidad (conocidos como CPC) tienen como objetivo remunerar, en forma adicional a los pagos por la energía despachada, la confiabilidad en el sistema que proporcionan algunas plantas durante la temporada seca. Estos recursos son recaudados por los generadores en función de sus ventas de energía y se distribuyen entre ellos de acuerdo con la capacidad remunerable teórica (conocida como CRT), la cual es calculada por la CREG mediante un modelo que tiene en cuenta la capacidad de las plantas para generar energía en condiciones hidrológicas críticas. El método de recaudación de los cargos por capacidad crea un piso para las ofertas de los generadores en el mercado (el CEE), el cual teóricamente debe proporcionar los recursos suficientes para remunerar las plantas e incentivar la inversión en reserva. Con el fin de garantizar la continuidad en el corto plazo, el sistema de mínimos operativos impone restricciones para la operación de los embalses que limitan el uso de energía almacenada, y de esa manera mantiene un nivel de reservas críticas hasta el final del período de estiaje. En consecuencia, los generadores hidroeléctricos pierden la discrecionalidad de actuar de acuerdo con las señales del mercado. Los mínimos operativos varían cada año de acuerdo con el equilibrio entre la oferta y la demanda, y con los niveles de los embalses. Cuando un embalse se encuentra por debajo de los niveles establecidos, la planta hidroeléctrica únicamente se despacha después de despachar la última planta termoelectrica. Además de esta intervención, se establece otro nivel más crítico bajo el cual la planta no puede despacharse. En este caso entran a funcionar los racionamientos programados.

A pesar que estos tres instrumentos fueron diseñados con el propósito de garantizar la seguridad del suministro, no está claro que sean adecua-

dos, o, en el caso de que lo sean, que constituyan una manera eficiente de lograr este objetivo. Si bien los cargos por capacidad constituyen un claro incentivo para construir nuevas plantas, su importancia depende del valor monetario que se le asigne. Según éste se fije por encima o por debajo de los costos marginales de largo plazo, el resultado puede ser una remuneración demasiado alta que daría lugar a una capacidad excesiva, o en el caso contrario a un déficit de capacidad. El método para realizar el cálculo ha sido cuestionado con frecuencia, especialmente a partir de la adopción de los parámetros para el año 2001. Las críticas se han concentrado en los siguientes problemas fundamentales:

- En primer término, es difícil justificar la capacidad que debe compensarse sobre la base de un criterio administrativo, aun cuando se utilicen modelos sofisticados para su estimación.
- Además, la distribución de los recursos entre los generadores depende mucho de los supuestos del modelo, y en particular de la metodología adoptada.
- Finalmente, los incentivos no están claramente asociados con la seguridad, como se demostró durante el fenómeno de El Niño de 1997–1998, cuando el método no garantizó la remuneración de las plantas que efectivamente contribuyeron a dotar de solidez al sistema.

Por otra parte, los cambios en la regulación han afectado significativamente los ingresos de diversos tipos de generadores, han provocado una pugna por la asignación de dichos recursos y han dado lugar a continuas modificaciones de las reglas<sup>12</sup>. El cálculo de la CRT para el año 2001 propició una redistribución en la remuneración, de las plantas hidroeléctricas a las plantas termoeléctricas; los generadores hidroeléctricos se sintieron expropiados y procedieron a demandar a la CREG. En resumen, parece existir consenso acerca de que un sistema de cargos establecidos de manera administrativa no produce los incentivos adecuados para garantizar un nivel adecuado de seguridad del suministro ni tampoco una combinación eficiente de tecnologías hidroeléctricas y termoeléctricas.

El establecimiento de los mínimos operativos complica más el problema. En primer lugar no es obvio que estas regulaciones sean necesarias; es

<sup>12</sup> Entre 1996 y 2002 se efectuaron 15 cambios.

decir, que los generadores hidroeléctricos tengan incentivos para vaciar sus embalses a niveles subóptimos. Cuando se tienen expectativas de escasez existen fuertes incentivos para mantener agua embalsada y así aprovechar los precios más altos. En consecuencia, la operación eficiente de los embalses es rentable tanto desde el punto de vista privado como social.

En segundo término, y posiblemente de mayor importancia, las expectativas de intervención de los embalses puede crear incentivos perversos. En previsión de que se limite su generación debido a los mínimos operativos, los generadores hidroeléctricos pueden tener la tentación de incrementar su producción para evitar que el agua quede atrapada en los embalses, lo que a su vez podría anticipar que se alcance el umbral de intervención. En efecto, la aplicación discrecional de los mínimos operativos durante el fenómeno de El Niño de 1997–1998 impidió el despacho de numerosas plantas hidroeléctricas, que se vieron obligadas a atender sus obligaciones comprando en el mercado de entrega inmediata a altos precios, debido al ejercicio del poder dominante de los generadores termoeléctricos, y terminaron el período de sequía con sus embalses a medio llenar. El efecto de esta medida hizo que el costo de mantener la reserva fuera pagado sólo por los generadores hidroeléctricos, quienes de manera justificada se sintieron expoliados.

Consciente de estas deficiencias, la CREG contrató una firma de consultores para que propusiera una metodología que simultáneamente eliminara la necesidad de los cargos por capacidad, los mínimos operativos y el código de racionamiento. La propuesta de los consultores se basó en la compra y venta de contratos de opciones de energía firme, complementada por un mercado de futuros (TERA, 2000). Esta propuesta fue fuertemente criticada por la Asociación Colombiana de Generadores (ACOLGEN), que presentó una propuesta alternativa aduciendo la complejidad de la propuesta de TERA, toda vez que las restricciones y debilidades institucionales del país hacen muy difícil su aplicación. Sin embargo, en el fondo de esta oposición está la resistencia natural de los generadores que reciben los actuales cargos por capacidad, ante la posibilidad de que disminuyan.

Ambas propuestas —la de TERA y la de los consultores contratados por ACOLGEN— son fundamentalmente similares, pero difieren en algunos aspectos<sup>13</sup>. Lamentablemente, la polémica que se desató en el sector

<sup>13</sup> Para una discusión de las ventajas y desventajas de estas propuestas véase Ayala y Millán (2003) y von der Fehr en Millán y von der Fehr (2003).

alrededor del tema no concluyó en la adopción de una propuesta; antes bien se intensificó con la propuesta alternativa de la CREG en 2004, que consistía en una reformulación de los cargos por capacidad (Wolak, 2005) sin presentar solución efectiva a los problemas del cargo vigente. La propuesta de la CREG, junto con una propuesta paralela de establecer un mercado electrónico de contratos, sufrió el rechazo casi unánime de los agentes del mercado y sus deficiencias técnicas fueron puestas en evidencia en un conjunto de talleres con la participación de consultores externos organizadas para discutir las a finales de 2004 y principios de 2005. Los consultores, además de criticar la propuesta de la CREG, presentaron una alternativa que consideraba la adopción de contratación obligatoria, tal como se describe en la sección sobre el mercado en el capítulo 7, e incluía recomendaciones para la transición (Wolak, 2005), pero hasta el momento de escribir estas notas no se había tomado ninguna decisión acerca del modelo que se adoptaría para reemplazar los cargos de capacidad que vencen en 2006.

### Los subsidios a los consumidores pobres

A pesar de que en Colombia existía de vieja data un sistema de bloques crecientes en las tarifas de servicios públicos que pretendía aprovechar la correlación ingreso-consumo para establecer un subsidio cruzado para los consumidores de ingresos bajos, este sistema presentaba numerosos problemas. Por razones de economía política que discutiremos en el capítulo 8, el sistema resultante contenía grandes errores de inclusión que daban origen a un subsidio generalizado del sector residencial a costa de altas tarifas para los sectores industrial y comercial, y en general era deficitario. Ya desde 1968 la Junta Nacional de Tarifas trató de complementar la definición de merecedores del subsidio basada en un umbral de consumo con otras consideraciones indicativas del ingreso, cuando estableció que las tarifas deberían depender de los avalúos catastrales de los inmuebles y más tarde, en 1984, comenzó a utilizar las clasificaciones del Departamento Nacional de Estadística (DANE) que distribuían a los usuarios residenciales en estratos de acuerdo a las características del vecindario, bajo el supuesto implícito de una mejor correlación entre las características de la vivienda y el ingreso. A pesar de las mejoras en la focalización, el sistema continuó siendo deficitario y con grandes presiones de mantener el nivel general de las tarifas bajo. Los usuarios residenciales pagaban tan sólo el 39% del costo del suministro de electricidad.

La Constitución de 1991 logró un avance muy importante al establecer que las tarifas deberían cubrir los costos incrementales del suministro y que los consumidores de ingresos bajos deberían recibir subsidios explícitos provenientes de otros consumidores o del presupuesto de la nación y/o entes territoriales. Este mandato constitucional fue desarrollado posteriormente en las leyes 142 de Servicios Públicos<sup>14</sup> y 143 de Electricidad con la adopción formal de un sistema de estratificación en seis estratos socioeconómicos en escala ascendente, en el que los tres primeros recibían subsidio, el cuarto era neutro y los estratos 5 y 6 eran contribuyentes junto con los usuarios comerciales industriales y consumidores no regulados. Esos subsidios sólo se aplican a los llamados consumos básicos o de subsistencia, entendidos como la cantidad mínima del servicio público utilizada en un mes por un usuario residencial típico de estos estratos, suficiente para satisfacer sus necesidades básicas y establecido inicialmente por el MME en 200 kWh por mes<sup>15</sup>. Asimismo, la ley 143 estableció los montos del subsidio y un período de transición para elevar las tarifas hasta los niveles establecidos de dos años, plazo que se podría ampliar a seis años a juicio de cada Comisión de Regulación<sup>16</sup>. La metodología desarrollada para establecer la estratificación toma en cuenta las características físicas de las viviendas, su entorno y la residencialidad de la zona en que se encuentran. Por otra parte, para la zona rural dispersa, la unidad de estratificación no es la vivienda sino el predio o lote en el cual se ubica la vivienda. Igualmente, siguiendo el mandato de la ley, el MME estableció un fondo de solidaridad<sup>17</sup> mediante el cual los excedentes de contribuciones de regiones

<sup>14</sup> La ley 142 establece que el régimen tarifario debe estar orientado, entre otros, por criterios de eficiencia económica, suficiencia financiera, solidaridad y redistribución.

<sup>15</sup> A diferencia de los programas sociales en los cuales los subsidios se adjudican utilizando el Sistema Único de Identificación de Beneficiarios (SISBEN) que incluye como variables el nivel de ingreso y las características del hogar y de las personas que componen el hogar, los subsidios a los servicios públicos se adjudican sólo con base en la estratificación zonal de las viviendas.

<sup>16</sup> Artículo 179 de la ley 142 de 1994. Este plazo fue ampliado por las leyes 286 de 1996 (artículos 1, 3 y 7), y 632 de 2000 (artículos 2 y 3).

<sup>17</sup> El Fondo de Solidaridad administra las contribuciones de solidaridad y los subsidios que las diferentes empresas de energía eléctrica y gas combustible facturan y otorgan a los usuarios finales. El Fondo está reglamentado por el Decreto 847 de 2001, de acuerdo al cual las empresas que presenten superávit después de hacer el cruce entre las contribuciones recibidas y los subsidios otorgados, deben girarlo directamente al Fondo en un tiempo determinado.

superavitarias, así como los aportes del presupuesto nacional, podrían trasladarse a regiones deficitarias<sup>18</sup>.

La aplicación del sistema de estratificación es responsabilidad de los alcaldes municipales conforme a una metodología establecida por el DNP y el DANE desde 2004, y actualizada cada cinco años. El sistema ha sido utilizado no sólo para los servicios públicos de electricidad, agua y saneamiento y teléfonos sino también como insumo importante en el establecimiento del impuesto predial, y desde 2004, del nuevo SISBEN, por lo que existe un incentivo perverso para su manejo oportunista por parte de los alcaldes que entre 1997 y 2003 ocasionó un aumento considerable del número de viviendas merecedoras del subsidio, en forma no explicada por el aumento de la pobreza. Este deterioro y el alto nivel adoptado (200 kWh por mes) como consumo de subsistencia han sido motivo de preocupación sobre las bondades del sistema para orientar los subsidios.

Debido a los problemas enunciados arriba y a la distribución regional de los consumidores contribuyentes, el aporte de esos últimos no alcanza para financiar el faltante de los receptores, por lo que han sido necesarios cuantiosos aportes del presupuesto nacional que han ido creciendo con el tiempo y son motivo de preocupación, sobre todo cuando se tiene la sospecha de que la mayoría del subsidio va a parar a las manos de quienes no lo necesitan<sup>19</sup>. En efecto, el monto de estas transferencias aumentará significativamente en los años venideros por razón del artículo 116 de la ley 812 de 2003, el Plan Nacional de Desarrollo 2003–2006, “Hacia un Estado comunitario”, que congela las tarifas de los estratos 1 y 2 y sólo permite ajustarlas por inflación. Un estudio de Fedesarrollo (Meléndez y otros, 2004) estimaba que los aportes del presupuesto nacional por este motivo se elevarían de US\$77 millones en 2003 a US\$363 millones en 2006.

<sup>18</sup> Si bien la ley 142 no establece la obligación de los gobiernos de hacer los aportes faltantes para los servicios públicos en general, esta obligación sí está expresamente establecida en la ley 143 para el sector eléctrico.

<sup>19</sup> Las contribuciones de los usuarios residenciales, comerciales e industriales y no regulados pasaron de US\$176 millones en 2002 a US\$289 en 2004, mientras que los subsidios otorgados a los usuarios de los estratos 1, 2 y 3 pasaron de US\$226 millones en 2002 a US\$409 millones en 2004. La diferencia entre los subsidios y las contribuciones se cubre con recursos de la Nación y del Fondo de Solidaridad del MEM.

Esta elevada suma no parece preocupar demasiado a otros observadores (Montenegro y Rivas, 2005), quienes sostienen que el monto es pequeño comparado con los estimativos que se hicieron para los primeros años en la exposición de motivos de la ley 142 y que podría resolverse con ajustes pequeños. Sin embargo, estos autores parecen no tener en cuenta los incrementos previstos por los efectos de la ley del Plan y por un eventual crecimiento de los precios al por mayor una vez que se produzcan los excedentes actuales y/o ocurra un fenómeno como El Niño. Debe tenerse en cuenta además el atraso consuetudinario en los pagos de los aportes del gobierno a las empresas, que en el pasado causó problemas de liquidez a las mismas. Los giros hacia las empresas deficitarias provenientes del presupuesto nacional y de los gobiernos municipales no siempre son oportunos debido a los problemas de apropiaciones presupuestarias. Por otra parte, los giros provenientes de las empresas de servicios públicos, que, en razón de su estructura de usuarios, reciben más contribuciones que los subsidios que deben cancelar, tampoco se realizan con la oportunidad deseada por la ausencia de mecanismos adecuados que permitan destinar los recursos para cubrir los requerimientos de subsidios a los servicios públicos. Los atrasos en los giros provenientes de las dos fuentes mencionadas provocan desfinanciamientos coyunturales de las empresas deficitarias, lo cual tiene como efecto problemas de tesorería que se convierten en atrasos en los pagos de sus diferentes obligaciones, con los consiguientes incrementos de costos financieros y de precios en la adquisición de los bienes y servicios necesarios para el cumplimiento adecuado de sus funciones.

De acuerdo con el informe del Banco Mundial (2004) sobre desarrollo económico reciente en infraestructura (REDI, en su sigla inglesa), que se basa en gran parte en los análisis y recomendaciones de Fedesarrollo, el actual sistema de subsidios para servicios públicos en Colombia, aun cuando bien intencionado, en la práctica no presenta buenos resultados cuando se evalúa tratando de responder a cuatro interrogantes básicos: (i) si el subsidio es necesario; (ii) cuán preciso es el sistema en orientar los subsidios a los que más los necesitan; (iii) si el sistema puede conceder los subsidios sin poner en peligro la sostenibilidad financiera de los sectores; y (iv) si el sistema introduce incentivos para el comportamiento perverso.

La sostenibilidad financiera y el sistema de incentivos perversos se discuten más arriba, por lo que nos concentraremos en la necesidad del subsidio y a quién va destinado. El REDI no deja dudas de que existe un

grupo importante de la población, por lo menos el primer quintil<sup>20</sup>, que en ausencia de subsidio gastaría el 17% de sus ingresos en servicios públicos y tendría que reducir drásticamente su consumo. Por consiguiente, en este caso es necesario. Fedesarrollo amplía este límite a los cuatro primeros deciles. Podría esgrimirse que el subsidio es válido para la población que se encuentra por debajo del umbral de pobreza, que en Colombia se estima en alrededor del 50%.

En cuanto a la precisión de la orientación del subsidio, está influenciada por el nivel del consumo mínimo por subsidiar y por la estratificación. El REDI considera que el valor de 200 kWh por mes es demasiado alto para el equipamiento de electrodomésticos requerido para la subsistencia y que podría reducirse en un 30%. De hecho, cerca del 90% de los consumidores de los estratos subsidiados consumen menos de este valor y el consumo promedio de los estratos 1 y 2 es apenas superior a los 100 kWh por mes. Con respecto a la estratificación, el estudio confirma que si bien está basada en pautas nacionales se aplica en el ámbito local con mucha discreción y su mantenimiento es muy deficiente. Como prueba que la precisión del sistema se ha deteriorado con el tiempo, el estudio señala que la cantidad de hogares que reúnen las condiciones para el subsidio ha aumentado considerablemente del 75% en 1993 al 90% en 2003, a un ritmo que no se explica por el aumento de la pobreza. Como lo anotan muy bien Montenegro y Rivas (2005), dado que la estratificación depende de la calidad de la vivienda y no del ingreso, resulta claro que esta tendencia muestra un esfuerzo deliberado de los alcaldes para ampliar los grupos merecedores del subsidio. Si bien las variables que definen la estratificación son estadísticamente significativas para explicar la pobreza, el conjunto corresponde tan sólo al 10% y, por tanto, su poder es muy pobre. Sin embargo, a pesar de que los estratos bajos están mal clasificados, éstos están distribuidos en forma más o menos uniforme a lo largo de todos los quintiles de ingreso, y los estratos contribuyentes, 5 y 6, están bien clasificados pues solamente el 2% de los pobres se incluyen en ellos. Esta apreciación se ve confirmada por el proyecto “Misión de Pobreza” (DNP, 2005), que comparó los resultados de un indicador de calidad de vida. Se encontró que el 80% de los hogares de los estratos 4, 5 y 6 obtie-

<sup>20</sup> La base de la información para todos los estudios que se refieren al destino de los subsidios son las encuestas de calidad de vida del DANE para

nen un valor del índice superior a 70, y el 92% y el 78% de los estratos 1 y 2, respectivamente, valores menores de 71; en contraste, el 43% de los hogares del estrato 3 tuvieron puntajes superiores a 70, lo que indica que allí es donde se concentra el problema. De hecho, las contribuciones de los estratos 5 y 6 sólo alcanzan a cubrir un poco más del 10% del subsidio cruzado en 2004 (CONPES, 2005) y la gran mayoría está cubierta por las contribuciones de los usuarios no residenciales, principalmente no regulados.

Si bien el estudio de Fedesarrollo pone de manifiesto que el subsidio excluye solamente al 2% de los pobres, el error de inclusión es alto pues entre el 50% y el 60% de los beneficiarios están por encima del 50% de la distribución del ingreso. El estudio “Incidencia del gasto público social sobre la distribución del ingreso y la reducción de la pobreza”, realizado en el marco del proyecto Misión de Pobreza (DNP, 2005) utilizando los mismos datos del estudio de Fedesarrollo, estimó errores de inclusión del 50% en cuanto a la energía eléctrica y del 48% por lo que se refiere al gas como el porcentaje de no pobres que reciben subsidios. Peor aún, solamente entre el 30% y el 35% de los recursos de subsidios van a los pobres. Sin embargo, los errores de incluir pobres como contribuyentes son relativamente escasos. Esto indica que si bien el sistema no es regresivo sí es ineficiente en la asignación de subsidios a quienes más los necesitan.

Los estudios mencionados han puesto sobre el tapete algunas propuestas para mejorar el sistema que han sido acogidas en parte por el gobierno. Así, en 2004 el gobierno procedió a reducir el umbral que define el consumo básico de subsistencia y en octubre de 2005, a través de una resolución del CONPES, estableció un plan de acción para la orientación de los subsidios de servicios públicos domiciliarios (CONPES, 2005). A continuación se discuten tanto las propuestas de los analistas como las acciones del gobierno.

### **Reducción del nivel de subsistencia**

De acuerdo con el REDI esta propuesta mejora la situación fiscal pero no afecta la inequidad en la clasificación. Sin embargo, simulaciones efectuadas por el autor de este trabajo indican que el impacto financiero puede ser significativo sin aumentar demasiado la exclusión, dependiendo de la reducción del umbral, pues el recorte del consumo básico no afectaría a la gran mayoría de los usuarios pobres, que de todas maneras consumen

menos que el tope, y sí afectaría a todos los que están mal clasificados. Una disminución del orden aprobado por el gobierno del 15% o 30%, dependiendo de la zona geográfica para acomodar diferencias en patrones de consumo, y que se haría gradualmente a lo largo de cuatro años, no aumenta la exclusión y tan sólo afectaría un número reducido, entre 20% y 25%, de los receptores del subsidio, que como indicamos antes tienen mayor probabilidad de estar mal clasificados. En algunos lugares, como Medellín, en los que por varias razones las personas pertenecientes a los estratos 1 y 2 cocinan con electricidad, la medida podría complementarse con la orientación del subsidio para facilitar el acceso de estos hogares al gas natural.

### **Mejorar la estratificación**

El REDI sugiere que las características de la vivienda no son suficientes para definir la pobreza y que es necesario complementar esta información con otros indicadores. Para ello discute varias alternativas:

- Exigir pruebas adicionales en caso de duda, como sería demostrar que el candidato es receptor de asistencia social del Estado.
- Usar el SISBEN. Las simulaciones mostraron que el sistema antiguo mejora sustancialmente la orientación. Desdichadamente, el sistema fue modificado en 2004 y ahora depende demasiado de la estratificación, por lo que tendría los mismos vicios.
- Hacer un nuevo índice. Las simulaciones indican que mejoraría mucho pero tiene el problema de su costo.

En sus conclusiones, Fedesarrollo es más categórico a la hora de promover una transición hacia un nuevo método que involucre otros indicadores, empezando por el estrato 3 como piloto. En este caso los usuarios deberían demostrar que reúnen las condiciones para recibir el subsidio y esto tendría un período de vencimiento. Montenegro y Rivas (2005) son partidarios de esta medida y proponen algunas medidas adicionales que simplificarían el procedimiento, como la reducción a solamente tres estratos: Uno receptor, compuesto por los actuales estratos 1 y 2, otro neutro, por los estratos 3 y 4, y otro contribuyente, por los estratos 5 y 6 y usuarios no residenciales.

### **Limitar la discrecionalidad de la definición de la estratificación y hacer auditorías de las mismas**

Esta es una medida recomendada por todos. Montenegro y Rivas recuerdan que el gobierno tiene instrumentos a su disposición para incentivar a los municipios a cumplir con las metodologías si condiciona las transferencias del fondo de solidaridad a los resaltados de auditorías estrictas. Este sería un primer paso en la dirección correcta aunque sería bueno saber por qué la aplicación de una medida tan obvia ha sido tan difícil hasta el momento.

El documento CONPES del 10 de octubre de 2005 recoge algunas de las sugerencias anteriores. En particular le pide al DANE que, utilizando los resultados del nuevo censo nacional de población y vivienda, elabore una nueva metodología que busque mejorar la orientación. Para ello sugiere que el DNP lidere un esfuerzo de evaluación de la capacidad del sistema de estratificación para destinar los subsidios a quienes más los necesitan. Se recomienda evaluar las alternativas propuestas anteriormente de eliminar el subsidio para el estrato 3 y concederlo sólo en la medida en que exista un excedente una vez satisfechas las necesidades de los usuarios de los estratos 1 y 2, y/o cuando el recipiente demuestre que es merecedor del mismo al comprobar su clasificación en instrumentos de orientación individual utilizados en otros sectores. También se propone estudiar un sistema único para el SISBEN y para los servicios públicos.

El ideal sería un nuevo procedimiento para adjudicar todos los subsidios del Estado, aunque Montenegro y Rivas (2005) consideran que podría ser demasiado costoso tanto en términos económicos como políticos. Sin embargo, es posible que el detonante que promueva una acción más decidida no venga del sector de servicios públicos, sino del impacto en las finanzas del Estado como resultado de un aumento significativo en el error de inclusión para el gasto social resultante de la inclusión de la estratificación en el nuevo SISBEN.

### **El compromiso del gobierno con la reforma**

A pesar que el gobierno ha dado su apoyo a las empresas de distribución parcialmente privatizadas y las ha defendido del embate de un regulador hostil, no ha sido ésta su posición con relación a dos temas críticos para la reforma del sector, como son el fortalecimiento de las instituciones de

regulación y control y los incentivos para la participación privada en la generación de electricidad.

En el caso del fortalecimiento de los organismos reguladores, el gobierno se muestra reacio a conceder más independencia a los organismos reguladores, quizá por la mala experiencia que tuvo en el caso de la revisión de las tarifas de distribución, que llevó a una aguda polarización entre los expertos y los representantes del gobierno hasta el punto de que obligó a ese último a legislar a través del plan de desarrollo para acomodar ciertas reformas necesarias. Pero tal vez el obstáculo más grande es la oposición del gobierno a establecer un régimen salarial para los expertos comisionados que permita atraer personal más idóneo y con más prestigio. Esta oposición es evidente en los mandos medios de una burocracia estatal mal pagada que se oponen a un régimen privilegiado para reguladores, pero se apoya en el estilo presidencial de austeridad en la remuneración de los funcionarios para mantener el equilibrio fiscal. Aunque se discutió con la banca multilateral un ajuste en las remuneraciones de los expertos comisionados, tanto el monto como la oportunidad serán decididos por el gobierno y no se estima que sean adecuados para lograr los fines perseguidos.

Más contradictoria es la posición del gobierno con respecto a la participación privada en la generación de electricidad. Ya se mencionaron anteriormente los temores de los empresarios privados de que exista un sesgo a favor de que las nuevas plantas de generación sean construidas por el sector público, EPM e ISAGEN. El gobierno ha racionalizado esta preferencia tanto por consideraciones de tipo estratégico como por su papel de garante de última instancia de la suficiencia del suministro eléctrico. El gobierno considera que existe un gran potencial hidroeléctrico por desarrollar en proyectos de gran envergadura para el sistema colombiano, como es el proyecto Pescadero-Ituango con más de 1800 MW de capacidad, que podrían utilizarse no sólo para abastecer el mercado nacional sino también para exportar a los países vecinos, y que dado su tamaño no podrían desarrollarse por el sector privado. En repetidas ocasiones ha manifestado la necesidad de mantener ISAGEN en manos del Estado para poder acometer estos proyectos. Sin embargo, también ha insistido en que en las actuales circunstancias el sector privado no estaría en condiciones de adelantar los proyectos requeridos para abastecer la demanda nacional y que éstos no sólo deben medirse por sus resultados financieros sino también por su impacto regional. Este último argumento parece llevarnos de vuelta

a las pugnas para obtener las rentas que caracterizaron el sector antes de la reforma.

Se podría alegar que esta preferencia por la participación del Estado como empresario en la generación de electricidad se debe a la falta de interés del sector privado en emprender proyectos hidroeléctricos y aún térmicos costosos con las señales de precios que actualmente está dando el mercado y por razones de orden público, por lo que el Estado debe llenar este vacío a riesgo de afrontar un racionamiento de energía de consecuencias nefastas tanto económicas como políticas; en efecto, éste fue el argumento presentado por el gobierno en el caso del financiamiento de Porce III. Sin embargo, este alegato no parece ser muy coherente por dos razones. En primer lugar, habría que demostrar convincentemente que la falta de participación privada no se debe a problemas de tipo regulador o de diseño del mercado que no puedan solucionarse con una adecuada reforma. En segundo lugar, si se comprobase que no es posible reformar el mercado para crear los incentivos que permitan una competencia activa del sector privado en la expansión de la generación, entonces debería afrontarse el problema en su integridad y adoptar una reforma que tenga en cuenta la intervención del mercado y la adopción de un plan de emergencia que posibilite la inversión estatal de la manera más eficiente hasta que el problema se haya resuelto y se pueda volver a la normalidad. Una intervención del mercado de este tipo representaría necesariamente compensaciones para los empresarios que apostaron invertir basándose en unas reglas del juego que, aunque por razones de fuerza mayor, se cambian drásticamente.

Mantener la pretensión de un mercado competitivo mientras el gobierno participa en grandes obras de generación podría facilitar la nueva inversión pero difícilmente podría evitarse tener que compensar a los inversionistas por las consecuencias que esta gran inversión pudiera tener en el mercado de entrega inmediata y en los precios de la energía. Por lo tanto, para que esta estrategia pueda ser viable sería necesario cumplir al menos con los siguientes supuestos: (i) un mercado de exportación en armonía con el tamaño de los nuevos proyectos y/o una solución adecuada al problema de arbitraje entre dos mercados segmentados, pero interconectados, con importantes implicaciones para los precios internos; (ii) que los inversionistas privados acepten estos cambios en las reglas del juego sin protestar; (iii) que la banca multilateral siga financiando la inversión estatal; y (iv) que el gobierno pueda aportar los recursos de contrapartida necesarios y/o asegurar las asociaciones con el sector privado.

## Referencias

- Ayala, Ulpiano y Jaime Millán. 2003. La sostenibilidad del sector eléctrico colombiano. *Cuadernos de Fedesarrollo* #11. Bogotá.
- Acosta, Olga Lucía. 1996. Los Convenios de Desempeño. Hacia una gestión pública orientada hacia resultados. En *Sinergia*. Bogotá, Departamento Nacional de Planeación.
- Banco Mundial. 2004. Colombia: desarrollos económicos recientes en infraestructura (REDI). Washington, D.C.
- Comisión Nacional de Energía (CNE). 1991. *Modelos internacionales de organización del sector eléctrico*. Junio. Bogotá: CNE.
- Comisión Nacional de Energía (CNE). 1991. *Privatización del sector eléctrico: La experiencia internacional*. Diciembre. Bogotá: CNE.
- Consejo Nacional de Política Económica y Social (CONPES). 2005. Plan de Acción para la Focalización de los Subsidios para Servicios Públicos Domiciliarios. Bogotá.
- DNP. 2005. Misión para el Diseño de una Estrategia para la Reducción de la Pobreza y la Desigualdad. Bogotá.
- Fainboim, Israel. 2000. Efectos sobre el bienestar social de la reestructuración y capitalización de la Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá. Bogotá: Fedesarrollo.
- Graham, Carol, y otros. 1999. *Reformar es posible: Estrategias de política para la reforma institucional en América Latina*. Washington, D.C.: Banco Interamericano de Desarrollo.
- Meléndez, Marcela y otros. 2004. Subsidios al consumo de los servicios públicos en Colombia. ¿Hacia donde movernos? Fedesarrollo, en el marco de la misión de servicios públicos del Banco Mundial, agosto. Washington, D.C.
- Millán, Jaime y Nils von der Fehr 2003. *Keeping the Lights On. Sustainability of Power Sector Reform in Latin America*. Washington, D.C.: Banco Interamericano de Desarrollo.
- Montenegro, Armando y Rafael Rivas. 2005. *Las piezas del rompecabezas. Desigualdad, pobreza y crecimiento*. Bogotá: Tauros.
- OLADE, 1991. *A Challenge for the Decade of the 90's: How To Overcome the Power-sector Crisis in LAC Countries*. Conferencia organizada por OLADE y el Banco Mundial, Hacienda Cocoyoc, México, 4 al 6 de septiembre. OLADE

- TERA. 2000. *A Revised Framework for the Capacity Charge, Mínimos Operativos and Rationing Rules in Colombia. Final Report*. Bogotá: CREG y Ministerio de Minas y Energía.
- von der Fehr, Nils, 2003. Supply Security Solutions: Theory and Practice. En *Keeping the Lights On. Sustainability of Power Sector Reform in Latin America*, eds. J. Millán y N. von der Fehr. Washington, D.C.: Banco Interamericano de Desarrollo.
- Williamson, J. 1990. What Washington Means by Policy Reform. En *Latin American Adjustment: How Much Has Happened?*, ed. J. Williamson. Washington, D.C.: Institute for International Economics.
- Wolak, Frank. 2005. Report on “Proposal for Determining and Assigning the Reliability Charge for the Wholesale Energy Market” and “Electronic System of Standardized Long-Term Contracts (SEC)”. Preparado para la Comisión de Regulación de Energía y Gas de Colombia, marzo. Bogotá.

*Página en blanco a propósito*

## La reforma en El Salvador

El pragmatismo que de alguna forma había sido una constante en las reformas eléctricas de la región cedió el paso en El Salvador a consideraciones ideológicas que llevaron al gobierno del partido gobernante, la Alianza Republicana Nacionalista (ARENA), a proponer una de las reformas más audaces que se hayan concebido en cualquier lugar del mundo hasta el momento. Apoyados en académicos extranjeros, los reformistas prestaron poca atención a los críticos y lograron aprobar en 1996 la Ley General de Electricidad (LGE) que incluía, además del diseño del mercado eléctrico, disposiciones para la reestructuración del sector y el establecimiento de las instituciones reguladoras y del mercado.

El diseño del mercado adoptado otorgó la máxima libertad a generadores, distribuidores, comercializadores y grandes usuarios para realizar transacciones de energía, con la centralización y supervisión mínima requerida para garantizar una operación confiable y segura del sistema interconectado. El mercado mayorista permitía contratos bilaterales confidenciales, financieros o físicos, que determinaban el despacho inicial de los contratos y un mercado de oportunidad (MRS) con oferta de precios de energía, tanto de la oferta como de la demanda, para variaciones respecto al programa. Se permitía la libertad de entrada a las actividades del sector, la libertad de acceso a las redes de transmisión y distribución, la libre importación y exportación de energía, la libertad a todos los consumidores, sin importar su tamaño, para que negociaran los precios de suministro con el comercializador de su elección. El precio de repaso de la energía para los consumidores finales era el precio del MRS. La LGE permitía la integración vertical (excepto transmisión) y la concentración horizontal, sujeta solamente a separación contable de las actividades. La empresa de transmisión sólo era responsable de la operación y mantenimiento del sistema.

En cumplimiento de las disposiciones de la LGE, el gobierno procedió a reestructurar la actividad de distribución de la CEL en cuatro empresas que se vendieron en 1998 al sector privado mediante un proceso de subasta pública considerado ampliamente exitoso. En 1999 se separaron las actividades de transmisión y generación de la CEL y se formaron las compañías Geotérmica Salvadoreña (LaGeo) y Empresa Transmisora Salvadoreña (ETESAL); además, se creó la Unidad de Transacciones (UT), que opera el mercado de contratos y el MRS, y la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET), entidad reguladora encargada de vigilar el cumplimiento de la ley y de aprobar las tarifas eléctricas. A finales de 1999 Duke Energy compró las instalaciones de generación térmica y en 2002 la empresa italiana ENEL Green Power ganó una licitación internacional para convertirse en socio inversionista de CEL en LaGeo, bajo un novedoso esquema de capitalización a riesgo. Los activos de generación hidroeléctrica de propiedad de la CEL no fueron vendidos y hasta el momento permanecen en manos del Estado por consideraciones estratégicas.

Las transacciones en el MRS comienzan a finales de 1998. Inicialmente sólo participaban en el mercado mayorista, del lado de la oferta, las empresas generadoras de CEL, con sus plantas de generación propias y la planta térmica de Nejapa de propiedad de El Paso, que funcionaba desde 1995 bajo un contrato PPA de 20 años con la CEL. Solamente a partir de septiembre de 1999 comienza a operar en el mercado mayorista la empresa Duke Energy, con las plantas térmicas que había comprado a la CEL. Posteriormente, en 2002, El Paso comienza a operar como un generador independiente cuando se rescindió el PPA con CEL.

Como resultado, en 2003 nos encontrábamos con un sector altamente concentrado en cuanto a lo que se refiere a la oferta como a la demanda, tal como puede apreciarse en el cuadro 5.1.

Como era de prever, el desempeño de este mercado no fue satisfactorio y tuvo que ser intervenido por el gobierno al poco tiempo de su inicio. Desde entonces ha funcionado con restricciones y ha sido objeto de varias modificaciones, la última de las cuales se encuentra todavía en estudio. No obstante las dificultades, la reforma ha logrado varios éxitos: a pesar del incremento de los precios del petróleo, las tarifas han aumentado muy poco en términos reales desde 1998 cuando se adoptaron las principales medidas de la reforma, lo que puede considerarse como el punto de partida de la misma; el incremento sustancial se llevó a cabo entre 1990, cuando la tarifa promedio era sólo de US\$0,03 el kWh, y 1998 cuando alcanzaba cerca de

**CUADRO 5.1** Conformación del mercado de electricidad

Generadores (capacidad en mercado a 30 de junio de 2003)			Distribuidores (ventas ene-oct 2003)		
	MW	%		GWh	%
Grupo CEL	572	56	Grupo AES	2,430	68
CEL	411	40	CAESS	1,442	40
LAGEO	161	16	CLESA	550	15
Duke	291	29	EEO	355	10
El Paso	144	14	DEUSEM	83	2
CESSA	10	1	DELSUR	823	23
<b>Total mayorista</b>	<b>1,017</b>	<b>100</b>	Gran consumidor (ANDA)	219	6
Minihidros (3)	12	11	Comercializador indep. (5)	72	2
Cogeneradores (5)	101	89	Comercializador depend. (3)	41	1
<b>Total minorista</b>	<b>114</b>	<b>100</b>	<b>Total</b>	<b>3,585</b>	<b>100</b>

US\$0,10; y, si bien la capacidad instalada de generación aumentó apenas un 13% durante el período 1998 a 2003, su composición cambió para incorporar unidades más eficientes<sup>1</sup>. Por otra parte, la demanda máxima durante el período creció apenas a una tasa anual de menos del 2% en promedio debido principalmente al impacto del terremoto de 2001 sobre la economía del país; las privatizaciones permitieron ingresos al fisco por cerca de US\$720 millones, de los cuales US\$586 millones correspondieron a la distribución; y finalmente, la cobertura del servicio se incrementó en cerca de diez puntos porcentuales.

Sin embargo, la falta de definición de un nuevo diseño del mercado adecuado a las circunstancias del país en momentos en que se requiere urgentemente nueva inversión pesa como una espada de Damocles sobre la reforma. En consecuencia, este capítulo se concentra fundamentalmente en discutir tanto la gestación como el posterior desempeño y los esfuerzos para reformar el mercado mayorista. Se destacan igualmente algunos rasgos del

<sup>1</sup> Duke Energy retiró 163 MW en turbinas a gas, 75 MW en 2001 (en Acajutla) y 88 MW en 2002 (Soyapango y San Miguel). La capacidad retirada fue parcialmente reemplazada por 150 MW de nuevos motores diesel de mediana velocidad en Acajutla, operando con bunker C.

sistema regulador adoptado y de los avances obtenidos en la expansión de la cobertura del servicio, elemento crítico para la legitimación de la reforma.

## La gestación de la reforma

Más que en ninguna otra parte de la región, la reforma de El Salvador estuvo motivada por consideraciones de tipo ideológico que llevaron al gobierno de la ARENA, asesorado por académicos extranjeros, a propugnar un modelo de mercado extremo sin parangón en ninguna parte del mundo hasta entonces y que fue fuertemente cuestionado tanto por los organismos multilaterales que financiaron el proceso como por consultores de reconocido prestigio internacional. El modelo propuesto inicialmente por los consultores (Spiller y otros, 1996) defendía la libertad absoluta en todas las actividades de generación, transmisión y distribución, ignorando la existencia de un monopolio natural en estos últimos segmentos, y dejaba prácticamente todas las funciones de organización del mercado en la UT, entidad privada de la cual eran accionistas los generadores, transmisores y distribuidores existentes. El papel del regulador se limitaba a la resolución de disputas entre operadores y como instancia de apelación sin ninguna facultad para la vigilancia y control de la competencia, y a efectuar las subastas por las concesiones para la utilización de recursos hidroeléctricos y geotérmicos. Como tanto la transmisión como la distribución no eran consideradas monopolios naturales no existía una tarifa regulada para esos servicios y el problema de libre acceso se resolvía mediante negociaciones bilaterales entre agentes que, en caso de no llegar a un acuerdo, se remitían al regulador para que dirimiera las disputas entre los agentes. Por otra parte, la falta de restricciones entre la propiedad en los segmentos facilitaba la captación de la UT por un grupo empresarial, el cual tendría libertad para disponer a su gusto la reglamentación del mercado y establecer barreras de entrada para futuros competidores.

Esta propuesta fue muy controvertida desde el principio. Sólo después de muchas discusiones con consultores contratados por el BID (Moen, 1996; Ruff, 1996) y con funcionarios del Banco se introdujeron algunas modificaciones que si bien aclararon algunos puntos no conseguían modificar sustancialmente el modelo propuesto. Así, se acordó reconocer algunas características monopolistas en los servicios de transmisión y distribución, así como la necesidad de regular estos servicios, y se le dieron mayores

funciones al ente regulador pero el modelo continuó con las falencias principales que llevaron a su ulterior fracaso y que se describen más adelante. No se incluyó la recomendación de obligar a las empresas a hacer contratos de largo plazo por la mayoría de su energía y se mantuvo abierta a todos los consumidores la posibilidad de seleccionar su proveedor. No se establecieron limitaciones a la propiedad cruzada ni se definió la instancia encargada de los aspectos de política y prospectiva en el sector. En el recuadro 5.1 se presenta un resumen de algunas de las recomendaciones de los consultores que comentaron el proyecto de ley.

Los defensores del modelo desestimaban las críticas de los expertos que lo consideraban demasiado atrevido para un mercado tan pequeño y en un país con un desarrollo institucional tan precario como El Salvador. Por el contrario, se preciaban de contar con el modelo más moderno y que permitía un mayor juego a las fuerzas del mercado y minimizar la discrecionalidad del regulador y su potencial captación por el gobierno<sup>2</sup>. Por su parte, la oposición de izquierda, enemiga de todo lo que tuviera que ver con el sector privado y el mercado, se oponía ciegamente al modelo dejando poco espacio para el estudio de una solución intermedia.

Solamente cuando el desarrollo de los acontecimientos puso en evidencia lo inadecuado del modelo el gobierno introdujo algunas modificaciones. La crisis de 2001 llevó al poder ejecutivo a revisar su posición, al permitir que el Estado retomara parcialmente el papel normativo por medio del Ministerio de Economía, y a estudiar soluciones al problema de la volatilidad y la falta de incentivos para la inversión, como se indica más adelante.

## El mercado mayorista

La UT realiza el despacho y administra las transacciones en el mercado mayorista de energía eléctrica, además de asumir otras funciones que normalmente no son responsabilidad de este tipo de organismos. Es una sociedad de

<sup>2</sup> Ana María Majano, coordinadora de las actividades de reestructuración y privatización de CEL, respondía así a una pregunta de *Project Finance Monthly* con motivo de la venta de las distribuidoras: “Este proceso de privatización es realmente parte de un proceso de reforma más completo. En el largo plazo lo que realmente queremos lograr es beneficios para el consumidor a través de la competencia [...] Con tres operadores diferentes con estilos gerenciales y aproximaciones al mercado diferentes, esperamos lograr competencia genuina en el corto plazo...”

**RECUADRO 5.1 Comentarios de los consultores****Jan Moen (1996)**

[...] El mundo de la electricidad ha cambiado dramáticamente en diez años. El modelo 4 [competencia mayorista y minorista] es el mundo del futuro. Sin embargo los problemas institucionales son tan importantes como los técnicos [...] El acceso directo al mercado puede en la práctica limitarse a sólo unos pocos consumidores grandes que amenazan con retirarse del sistema, mientras que el grueso de los consumidores permanece efectivamente monopolizado.

[...] En el proceso propuesto el regulador no puede garantizar que las metas de eficiencia serán alcanzadas [...] [...] El “sistema de Club” parece estar abierto para todos los jugadores y, si se permite a los grandes productores participar en “asuntos de transmisión”, existe el riesgo de integración vertical, que es un problema que debe evitarse en un ambiente competitivo.

[...] En el proceso de negociación no existe garantía de alcanzar los objetivos para los precios de transmisión. Tanto las reglas de precios como de inversión pueden ser distorsionadas. El “sistema de Club” puede también favorecer a los grandes a costa de los pequeños y de los miembros nuevos [...]

**Larry Ruff (1996)**

[...] La ley de retornos marginales decrecientes implica que, a partir de cierto punto, es mejor vivir con las imperfecciones reconocidas de un monopolio limitado que tratar de crear los sofisticados arreglos necesarios para que los mercados competitivos puedan manejar los intrincados detalles del sistema. El borrador de ley parece avanzar en la dirección de la competencia mucho más de lo que sería costo-efectivo para un sistema pequeño y sencillo como el de El Salvador [...] [...] Intentar tratar la transmisión (y, en menor grado, la distribución) como una actividad competitiva en lugar de un monopolio natural es riesgoso en el mejor de los casos. Si bien la competencia en la inversión en la red (pero no los servicios de transmisión) es posible en principio, las complejas externalidades de red y los *free riders* hacen esencial especificar claramente qué es competitivo y qué no lo es, diseñar sofisticados mecanismos de precios y de derechos de propiedad, y desarrollar complejos procesos de construcción de coaliciones, decisiones en grupo y resolución de disputas.

[...] La creación de competencia eficiente y eficaz es mucho más difícil en electricidad que en otros bienes básicos; no se trata simplemente de promulgar una ley eliminando los monopolios legales y luego sentarse a esperar que el mercado o “la mano invisible” resuelvan el problema. Los requerimientos de información del sistema, las reglas operacionales y los arreglos comerciales deben ser definidos para tratar con el tipo de problemas bosquejados anteriormente. Deben definirse contratos iniciales y reglas reguladoras para evitar el ejercicio de poder de mercado y asegurar que los precios a los consumidores no excederán las expectativas

**RECUADRO 5.1** Comentarios de los consultores (*continuación*)

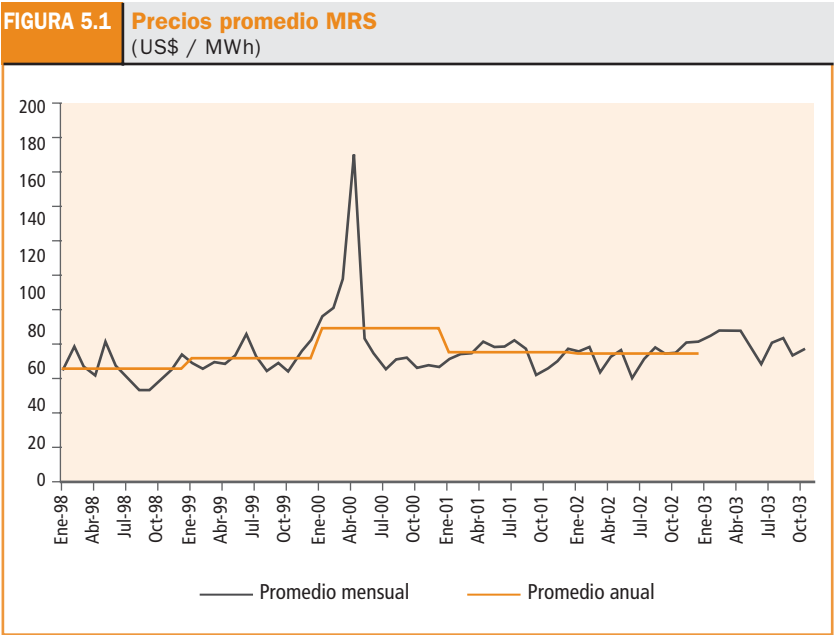
políticas. Deben diseñarse sistemas de medición, control y reconciliación. Todo esto debe probarse con anterioridad junto con un debido entrenamiento de todos los posibles participantes. Cuanto más sofisticados sean los mercados y arreglos contractuales requeridos, y por lo tanto más difíciles para diseñar y operar, mayor es la dependencia en las fuerzas competitivas del mercado en comparación con los monopolios residuales. Si bien los beneficios de esto declinan más o menos en proporción al tamaño del sistema involucrado, el tiempo y el costo requeridos no lo hacen tan rápido, lo que explica por qué la mayoría de los sistemas pequeños usualmente optan por formas más limitadas y sencillas de competencia que las propuestas para El Salvador.

responsabilidad limitada cuyos accionistas son los generadores distribuidores, las empresas de transmisión y los usuarios finales con una demanda mayor de 5 MW. Cada grupo representativo de accionistas tiene dos votos, con excepción de la transmisión que tiene uno solo. El mercado mayorista consiste en un mercado de contratos bilaterales de largo plazo confidenciales<sup>3</sup>, financieros o físicos, convenido entre operadores pero despachados por la UT, y en un mercado de oportunidad en el cual diariamente se efectúan las transacciones que permiten equilibrar la oferta con la demanda una vez han sido despachados los contratos. En el mercado de corto plazo, apropiadamente llamado el mercado regulador del sistema (MRS), los generadores y distribuidores y grandes consumidores hacen ofertas por compra y/o venta de energía que al confrontarse definen el precio de equilibrio del mercado así como el despacho. Un rápido examen del cuadro 5.1 (pág. 197) permite comprobar que en 2003 el mercado mayorista era pequeño y altamente concentrado, con una capacidad instalada de aproximadamente 1.000 MW, cuatro grupos empresariales encargados de la generación (dos privados, uno público y uno mixto), dos grupos empresariales privados encargados de la distribución, dos grandes consumidores y cinco comercializadores independientes. Dos grupos empresariales controlaban el 83% de la capacidad de generación y dos grupos de comercializadores controlaban el 91% de las ventas.

La práctica se encargó de demostrar muy pronto lo inadecuado del diseño del modelo tanto en los aspectos reguladores como de reestructura-

<sup>3</sup> La UT debe ser informada de todas las transacciones contratadas, pero no así de su precio.

ción y diseño del mercado. La pretendida independencia del regulador fue rápidamente dejada de lado cuando el gobierno separó de sus cargos a tres reguladores en el lapso de un corto tiempo, y la inadecuación del diseño del mercado se hizo evidente cuando éste tuvo que ser intervenido sólo tres meses después de haber iniciado su participación el primer operador privado, Duke Energy, por la existencia de precios excesivos, los cuales trasladados al consumidor final tuvieron gran repercusión en la opinión pública (figura 5.1). Mientras que Duke Energy alegaba que no estaba ejerciendo poder de mercado sino que simplemente trataba de recobrar los costos fijos que no podía recobrar de otra manera, un estudio contratado por el gobierno destacó lo que era evidente para todos: (i) el mercado está altamente concentrado; (ii) hay un potencial alto de ejercer poder de mercado utilizando tácticas como ofertas estratégicas, retiro de capacidad, etc.; y (iii) las ofertas de precio y los precios en el MRS son considerablemente más altos que los costos marginales de energía durante el período analizado. Es importante tener en cuenta que el potencial para ejercer poder de mercado no se aplica a una sola empresa: la mayoría de las empresas de generación tenía poder de mercado en condiciones que se podían presentar con cierta frecuencia y de



hecho la misma CEL no miraba con malos ojos estas oportunidades pues le permitían asumir la carga financiera que le impuso el gobierno de subsidiar las operaciones de electrificación rural.

Los resultados de la operación del mercado mayorista durante el período 1998–2003 confirmaron la existencia de fallas fundamentales en su diseño advertidas por los críticos del modelo: los riesgos de permitir ofertas de precio en un sistema pequeño con potencial alto de ejercer poder de mercado y sin contratos a término que suavizaran la volatilidad o los incentivos para ejercerlo; la dificultad que tienen las plantas termoeléctricas marginales para recuperar sus costos de inversión en un mercado que no remunera directamente la capacidad de reserva; la participación limitada de la demanda como jugador en el mercado; y la dificultad de llegar a acuerdos entre los operadores en el mercado sobre expansiones de la red de transmisión de beneficio común. Las consecuencias fueron graves y dieron lugar a intervenciones del gobierno para suavizar la volatilidad de las tarifas y apaciguar a los agentes. Así, en el año 2000 el gobierno ordenó a CEL la contratación de reserva de potencia con el generador privado, de tal forma que se remunerara la capacidad disponible en plantas con bajo factor de planta y se redujeran los picos en los precios en el MRS, mecanismo que fue institucionalizado en 2003 con la adopción del servicio de reserva fría de confiabilidad. Cambió la fórmula de cálculo tarifario para suavizar el impacto sobre las tarifas de las variaciones en los precios del MRS. Pero el desempeño del mercado puso muy pronto en evidencia la necesidad de una reforma a fondo del modelo que tratara simultáneamente todos los problemas detectados, incluidas las señales de precios requeridas por los inversionistas privados. En 2003, la Asamblea Legislativa adoptó un conjunto de cambios de sustancia a la LGE consignados en el Decreto 1216/2003, en proceso de ser reglamentado, que a su vez pronto demostraron no ser suficientes para lograr los objetivos deseados.

### Un ajuste del modelo con dificultades

Las dificultades experimentadas durante la reglamentación de los cambios establecidos en la ley, y para efectuar ajustes adicionales que se discuten más adelante, se originan en la resistencia natural de los agentes del mercado establecidos que no están dispuestos a ceder sus posiciones ventajosas en aras del desarrollo del mercado futuro sin una compensación adecuada. Estas

dificultades son todavía mayores cuando las negociaciones para los ajustes al modelo deben hacerse en momentos en que apremia la construcción de nueva capacidad para garantizar el suministro y cuando ciertos participantes aparentan tener poder de veto sobre la naturaleza de la solución alcanzada. A continuación se presentan comentarios a un proceso que se desarrolla en el momento de escribir estas notas y sobre cuyo desenlace no es posible todavía hacer otras afirmaciones que la de que cualquier solución resultará costosa para los consumidores.

Los cambios introducidos en el Decreto 1216/2003, en proceso de reglamentación, además de fortalecer a la SIGET al otorgarle funciones de vigilancia y control de la competencia y autoridad para obtener la información requerida, pretendían principalmente facilitar medidas para controlar el poder de mercado, dar mayores incentivos para la inversión y reducir la volatilidad en los precios. Así, el decreto permite adoptar un mercado basado en costos cuando no existan condiciones competitivas, remunerar el servicio reserva fría por confiabilidad (RFC) para compensar la capacidad utilizada ocasionalmente; procura disminuir la volatilidad al permitir trasladar a las tarifas el promedio semestral del precio en el MRS, establecer un fondo compensatorio y permitir el traslado a tarifas de contratos de suministro aprobados por el regulador y que sean realizados mediante procesos de libre competencia; y subsanar algunos vicios en el diseño original al asignar a la empresa de transmisión la responsabilidad de planeación, construcción y mantenimiento de la red de transmisión, y fortalecer el papel de los comercializadores independientes al vincularlos como accionistas de la UT.

Si bien la dirección general de estos cambios es saludable, su eficacia es más discutible debido a los compromisos que fue necesario adoptar para respetar los intereses de los participantes, lo que hace persistir importantes contradicciones. Así, si bien al permitir el traspaso de los contratos a término puede disminuir la volatilidad, esto no ocurriría sin un incentivo para la contratación. Dado que se pretende mantener la competencia al detalle las distribuidoras no tendrían ningún interés en contratar si no se las protege contra el riesgo de mercado. Adicionalmente, los distribuidores alegan que el descuento sobre los precios del MRS implícito en los contratos de largo plazo existentes es una simple compensación por los costos de comercialización que la ley y el reglamento del mercado no les permite recuperar. Puesto que las operaciones del MRS se liquidan cada seis meses, los generadores incurrían en costos financieros importantes y estaban dispuestos a conceder

un descuento a cambio de recibir un pago mensual de los distribuidores. De esta forma los llamados contratos de largo plazo no eran más que un arreglo entre compradores y vendedores para compartir costos financieros impuestos por una regulación defectuosa del mercado. Sin embargo, como se verá más adelante, si bien este error debería ser corregido en su fuente mediante un simple cambio regulador, en la práctica no es fácil hacerlo porque los distribuidores se aferran a él como instrumento de negociación para obtener condiciones favorables. En el presente los distribuidores exigen que cualquier nuevo contrato mantenga los descuentos. En forma similar, la reforma omitió el problema institucional de la UT y, si bien amplía su base, esta entidad sigue sujeta a captación por parte de los agentes establecidos, quienes conservan las posibilidades de participar en diferentes segmentos de la industria.

El regulador tiene la responsabilidad de reglamentar estos cambios pero pronto se hizo evidente que se requeriría una reforma más integral del mercado. A finales de 2003 el gobierno decide contratar servicios de consultoría para apoyarlo en la consolidación de las recientes reformas del mercado eléctrico salvadoreño, de tal manera que se garantice la estabilidad de precios en el corto plazo y el suministro de energía en el largo plazo. En una primera etapa de este trabajo un consultor individual se encargó de realizar un diagnóstico general de los problemas del modelo de mercado mayorista en El Salvador, analizar opciones para el diseño conceptual de las modificaciones requeridas al mercado y plantear un diseño general del nuevo modelo. En la segunda etapa, diversos consultores se encargarían de preparar el diseño detallado del nuevo modelo y los cambios de detalle en el marco jurídico y reglamentario que regula el funcionamiento del mercado.

El diagnóstico del mercado mayorista realizado por un consultor individual (Dussan, 2003) llegó a la conclusión de que los cambios introducidos por el gobierno en general están bien orientados a resolver las principales deficiencias del mercado identificadas en el diagnóstico. Sin embargo, también concluye que las reformas representan un cambio importante de las reglas del juego utilizadas para atraer la participación de inversionistas privados al sector y han generado muchas inquietudes entre los inversionistas privados, en particular, sobre el poder discrecional del regulador, el riesgo de que se introduzcan remiendos al modelo actual que no sean sostenibles, la falta de estabilidad de las reglas, la equidad con que se maneje la transición al nuevo modelo y se tenga en cuenta el impacto de

los cambios sobre las inversiones ya realizadas, y las dificultades de consolidar las reformas en un año electoral en que se pueden politizar aun más los temas de la reforma.

Los intereses encontrados se pusieron de manifiesto en las discusiones del consultor con los operadores y organismos del sector de un segundo informe, en el cual analiza opciones de diseño del mercado mayorista para corregir las deficiencias detectadas en su funcionamiento, preservar los logros del modelo existente y consolidar cambios que permitan la sostenibilidad a largo plazo de la reforma sectorial en marcha (Dussan, 2004). El informe suscitó respuestas previsibles por parte de cada uno de los agentes del mercado, que reaccionaron desde el punto de vista de sus intereses individuales. Así, los generadores no quieren modificar el modelo sobre la base de ofertas y los distribuidores no quieren contratos obligatorios a menos que se les compense por el riesgo adicional del mercado y que les permitan mantener los descuentos al MRS que consideran una justa compensación a sus costos de comercialización. Por su parte, el regulador ve con buenos ojos cualquier sistema que reduzca su papel de policía del mercado.

Teniendo en cuenta estas observaciones, el consultor presentó un informe sobre el diseño general del mercado mayorista procurando conciliar las posiciones pero, dadas las restricciones de sus atribuciones, se abstuvo de plantear las verdaderas disyuntivas, lo que necesariamente se refleja en una solución incompleta y con contradicciones. Si bien el informe parte del principio de que es prioritario desarrollar contratos de suministro de energía a largo plazo como instrumento para mitigar el poder de mercado, suavizar el impacto tarifario de los precios en el mercado de oportunidad y garantizar la expansión de la oferta para atender la demanda en forma confiable, y de que es necesario establecer un mercado obligatorio de contratos de tipo financiero para atender la mayor parte de la demanda de los consumidores pequeños y medianos que no están en condiciones de contratar libremente el suministro, se mantiene la libertad de elección de todos los consumidores y se promueve la actividad de comercialización independiente y la competencia para el suministro de energía a los consumidores finales, lo que necesariamente restringe el volumen sujeto a contratos a término y crea nuevos riesgos para los distribuidores. Por otra parte, si bien recomienda adoptar un modelo de mercado basado en costos, supedita su adopción al veredicto de un comité de vigilancia del mercado sobre la necesidad de la intervención. Adicionalmente, este modelo incluye las reglas para declarar

los costos variables de generación para el despacho, y un instrumento para remunerar el aporte de capacidad firme al sistema, la cual debería hacerse en forma centralizada.

Las recomendaciones se complementan con medidas para asegurar la competencia en el mercado de contratos y con recomendaciones sobre el traspaso de los costos de generación a los consumidores regulados. Además, se sugiere la necesidad de revisar los costos de racionamiento y otros como una manera de disminuir la necesidad de los costos por capacidad.

El diseño general del mercado prevé un proceso de aplicación por etapas. En la primera etapa continúa operando el mercado basado en la oferta de precios y en paralelo se diseña y reglamenta el mercado de contratos a largo plazo, el modelo de declaración de costos, los mecanismos de supervisión del mercado y los criterios de intervención de los precios. Se inician las licitaciones para los contratos a largo plazo. Después de diseñar el modelo de declaración de costos y reglamentar las condiciones de intervención de los precios, el mercado basado en la oferta de precios podría reemplazarse por el modelo de declaración de costos si se cumplen las condiciones de intervención. En una etapa final, una vez entren en vigencia los contratos obligatorios a largo plazo, éstos se utilizarían como instrumento primario de suavización de las tarifas.

Todo esto debe hacerse en un lapso de tiempo muy reducido si se quiere que se pueda utilizar el nuevo modelo en las decisiones de ampliación de capacidad en el corto plazo. El proceso de transición se enfrenta a dos dificultades adicionales originadas en la reglamentación del Decreto 1216/2003 que deben analizarse en la etapa de diseño del mercado: la transición del mercado de contratos bilaterales al mercado de contratos obligatorios y del esquema de remuneración de la reserva fría de confiabilidad al nuevo mecanismo de remuneración de la capacidad firme en el caso que sea necesario intervenir los precios.

Implantar un programa de reforma de esta naturaleza sería sumamente complejo aún en condiciones normales. Si a esto se le añade la necesidad urgente de comprometer nuevos recursos de generación, los intereses y la capacidad de veto de algunos agentes, la negociación en forma simultánea de las reglas del nuevo mercado eléctrico regional centroamericano, así como las limitaciones del equipo de gobierno, incluida la capacidad para poder contratar consultores de primera línea para diseñarlo, se corre el grave riesgo de que una transición inadecuada se convierta en un lastre para el desarrollo futuro del mercado.

Una vez discutidos los resultados del estudio se contrataron varias consultorías adicionales que reflejaban los diferentes tiempos y necesidades de las organizaciones gubernamentales. En primer lugar el SIGET, que tenía la obligación de reglamentar los cambios establecidos en el Decreto 1216/2003 y no podía aguardar a la conclusión de la segunda etapa de los estudios de reforma de la ley previstos por el Ministerio de Economía (MINEC), procedió a contratar estudios de consultoría para diseñar la implantación de un sistema de contratos de largo plazo dentro del marco existente a finales de 2004. Casi en paralelo, el MINEC procedió a contratar los estudios previstos en de la segunda etapa de su plan para establecer reformas estructurales que permitan la adopción de contratos de largo plazo, dividiéndolos a su vez en dos fases. La primera comprende la formulación de los ajustes requeridos a la ley general de electricidad, y el análisis y diseño del mercado obligatorio de contratos. La segunda etapa comprende la revisión detallada de los reglamentos y normas reguladoras y el ajuste de los modelos de simulación y de los sistemas de información requeridos para la puesta en funcionamiento de esta reforma al mercado mayorista de energía. Adicionalmente, el gobierno había contratado consultores para desarrollar un sistema de vigilancia del mercado mayorista. Es obvio que estos estudios deberían estar estrechamente coordinados y que exigían una secuencia, pues el diseño del sistema de vigilancia no puede preceder al diseño del mercado.

El informe de SIGET estuvo listo antes de empezar el estudio del MINEC y, aun cuando proporciona sugerencias útiles para la contratación de largo plazo, concluyó, como era de prever, que no era posible implantar un sistema de esta naturaleza sin haber antes entrado a hacer reformas adicionales a la legislación.

Si bien aún no se dispone del informe de los consultores contratados para la primera fase, sí ha trascendido el contenido de las discusiones, que indican que, a pesar de algunas mejoras, tampoco será posible contar esta vez con un tratamiento integral de los problemas centrales del modelo de mercado adoptado en El Salvador.

Las propuestas discutidas se basan en la adopción inmediata de un mercado mayorista basado en costos y complementado con un cargo por capacidad similar al utilizado en Chile y otros países de la región, con la sola novedad de un sistema de contratos a largo plazo de diversas duraciones y con contratación anticipada a entrega dependiendo de la duración. Para vencer la reticencia de contratar mostrada por los distribuidores se

propone hacer obligatorio mantener contratos que cubran un 50% de la demanda proyectada durante los próximos tres años. Igualmente, para evitar los problemas de oportunismo del consumidor se establecen obligación de permanecer con un proveedor determinado durante un período mínimo de tiempo. Para facilitar la selección de los contratos todos los oferentes deberán ofrecer una capacidad dada y la energía asociada a dicha capacidad a un factor de carga equivalente al del sistema. No se considera necesario un sistema de contratación centralizada; ésta debería hacerse por cada distribuidora aunque varias de ellas podrían asociarse. La existencia de contratos con tiempo de entrega de tres años es un preventivo suficiente de las tentaciones de autocontratación. Finalmente se propone ejecutar contratos por capacidad y energía. La capacidad tendría un valor igual para todos y sería igual al valor determinado por el SIGET para las ventas del mercado de entrega inmediata, mientras que la energía sería indexada, para cuyo efecto se sugiere considerar formulas alternativas.

La obligación de contratar con el método propuesto contribuye solamente en forma parcial a disminuir la volatilidad dado el bajo volumen de las obligaciones y la persistencia de la indización. No obstante esta persistencia en la volatilidad el tipo de contratos propuesto no corrige defectos importantes del antiguo sistema, como es la imposibilidad de transmitir a los consumidores la variación estacional en los precios originada en el ciclo hidrológico anual.

Ya anotamos anteriormente que, si bien la adopción de un mercado basado en costos atenúa los picos extremos, no evita que se produzcan períodos prolongados de precios altos como tampoco elimina las oportunidades para ejercer poder de mercado. La obligación de contratar de la distribuidora no es lo suficientemente grande para asegurar que se reducen los incentivos para ejercer el poder de mercado por parte de un generador con posición dominante. Tampoco existe obligación de que tal generador contrate un porcentaje de su generación.

El concepto que subyace a los cargos por capacidad como compensación por la exclusión de los costos de falla en el mercado de entrega inmediata, si bien es ingenioso, no es conceptualmente correcto, como se describe en el capítulo 7, y adolece de muchos problemas. Los métodos propuestos para estimarlo dejan mucho margen de error y en el mejor de los casos son burdas aproximaciones. Por otra parte la propuesta no presenta una alternativa concreta que pueda limitar el comportamiento oportunista del distribuidor que quiera aprovecharse de su posición y favo-

recer a su subsidiaria. Si se deja al arbitrio del distribuidor definir en qué momento y cuándo hace las contrataciones es posible que pueda manipular las mismas.

La imposición de un formato especial para los contratos a partir de una capacidad con energía asociada puede parecer conveniente pero traslada al generador un manejo de riesgos para el cual no está preparado, pues lo obliga a dar una cantidad de energía no necesariamente compatible con las ventajas de su planta. Un sistema de subastas por varios tipos estándar de contratos manejado centralmente puede escoger claramente la mejor combinación necesaria para satisfacer la demanda, y existen los instrumentos computacionales adecuados para hacer las comparaciones.

Al igual que en el caso de los ajustes iniciales al modelo, parecería que las dificultades se originan en la reticencia a desprenderse de algunos errores iniciales del diseño, como era suponer que se podría tener competencia completa en el mercado para todos los consumidores. Si se elimina esta posibilidad y se deja únicamente para los grandes consumidores los distribuidores tendrán menos reticencia a contratar, aunque la experiencia ha demostrado que, de todas maneras, puede ser más conveniente un sistema centralizado de subastas por contratos. Un sistema que obligara a contratar por medio de subastas centralizadas un porcentaje alto de la demanda en forma decreciente en el tiempo con anticipación suficiente para permitir la entrada de nuevos generadores, complementado con un mercado de reservas, permitiría lograr los objetivos en una forma más transparente y con menos distorsiones aunque, como se indica en el capítulo 7, tampoco estaría exento de problemas.

## Los intereses en juego

El desarrollo de este proceso no puede entenderse sin hacer un análisis más detallado de cómo interactúan los intereses que están en juego y de cómo las restricciones institucionales y la urgencia de tomar decisiones conspiran contra la implantación de una modificación del modelo que, a primera vista, no pareciera tener problemas. A continuación se presenta una discusión somera, pero ilustrativa, centrada en los incentivos e intereses de los actores principales: el gobierno, tanto el MINEC y el SIGET, pero también la CEL; los empresarios privados, AES, Duke, El Paso; y la banca multilateral.

## El gobierno

Consciente de su papel como responsable de garantizar en última instancia la seguridad del suministro, el gobierno preferiría cerrar acuerdos con cada uno de los agentes que permitan tranquilizar a los generadores establecidos y asegurar la inversión en generación en el corto plazo. Sin embargo, esos acuerdos no son fáciles de lograr en forma satisfactoria debido a que las condiciones que se requerirían para encontrar una solución integral no implicarían concesiones por parte de los distribuidores y generadores establecidos que pueden tener poder de veto, así como por el escrutinio de la oposición política, que estaría dispuesta a denunciar cualquier transacción acusándola de malos manejos. Dado el corto tiempo disponible, la contratación de la energía requerida para el corto plazo no podría esperar a la aprobación de las reformas de la ley y tendría que hacerse de acuerdo a lo permitido en el Decreto 1216/2003. Sin embargo, la consultoría contratada por el SIGET para reglamentarlo encontró, como era de prever, que cualquier modificación que establezca la obligación de contratar por parte de las distribuidoras y no ataque los problemas fundamentales de la contratación sin una modificación de la ley tiene muy pocas posibilidades de éxito. Adicionalmente, ante la urgencia de asegurar nuevos recursos de generación no parecería posible lograr un consenso con los agentes del mercado que no tenga como consecuencia mayores tarifas para el consumidor. En cualquier caso, sería necesario asegurar la compatibilidad de esta reglamentación con la que surgiría de un diseño más completo, además de tener claro que ésta no sería vigente sino por un período corto que los agentes del mercado aprovecharían para posicionarse.

En estas circunstancias el regulador debe decidir si vale la pena reglamentar ahora los contratos sin esperar a la promulgación de una ley que aborde los problemas de una forma integral. Si reglamenta ahora sólo podría atender los contratos que le presenten los agentes debido a que dentro del marco existente sólo los comercializadores pueden originar las contrataciones, el regulador no puede llamar a concurso ni organizar las subastas<sup>4</sup>. No es claro cuál es el margen de maniobra que tiene el regulador para poder reglamentar unos contratos a término en el corto plazo sin que ello implique una concertación con cada uno de los agentes. ¿Podría justificarse

<sup>4</sup> AES presentó una propuesta no solicitada de un PPA convencional a 20 años de plazo.

una intervención si las condiciones para la competencia en el mercado de contratos no están dadas? ¿Podría el regulador definir el porcentaje que deben contratar los distribuidores? ¿Podría limitar la participación en generación nueva? De no ser posible lo anterior, sería necesario tomar medidas de emergencia hasta que sea posible establecer las modificaciones a la legislación que permitan una reforma integral del mercado.

### **Las empresas**

En un mercado altamente concentrado como el de El Salvador, la posibilidad que tienen los agentes de participar simultáneamente en la distribución y la generación hace todavía más difícil controlar el ejercicio del poder de mercado. El principal agente privado en el sector es AES, que controla el 70% de la distribución. AES ha mostrado un interés estratégico de participar igualmente en la generación, inicialmente a través del proyecto de generación El Faro en Honduras y exportando al mercado salvadoreño, pero más recientemente con una planta térmica alimentada con carbón en El Salvador. En la generación participan además los generadores establecidos, Duke y El Paso, ambos propietarios de plantas térmicas, y CEL, propietario de las plantas hidroeléctricas y en sociedad con empresarios privados de las plantas geotérmicas. Cada uno de ellos tiene intereses que entran en conflicto con los demás y que exigen compensación en cualquier posible arreglo como veremos a continuación.

### **AES**

De acuerdo a la legislación vigente, AES puede decidir cuál es el volumen de la subasta, cuándo se hace y en qué condiciones, además de quién puede participar en ella. Tiene la ventaja de ser el único generador con un proyecto estudiado que podría entrar a tiempo para resolver la crisis de suministro en el corto plazo. Aún así, ha manifestado en sus conversaciones con el gobierno que no tiene interés en participar en subastas para comprar energía en las que participen otros competidores y su estrategia es buscar un acuerdo en negociación directa con el gobierno para vender la energía de una planta de carbón por 200 MW. Alega que nadie estaría en condiciones de ofrecer generación comparable que pudiera competir en una subasta con ellos y el caso es que, en este momento sin reglas establecidas, esto puede ser verdad. Cualquier cambio en las reglas del juego que implique sacrifi-

cios de ventajas del antiguo régimen, como la posibilidad de definir cómo, cuándo y dónde hace sus compras, así como la posibilidad de venderse a sí mismo, tendría su oposición ya que lo considera como un derecho adquirido. No cedería ante esta iniciativa sin recibir una amplia compensación en retorno. Según la ley, el regulador tendría muy pocos instrumentos para controlar el poder de mercado en el mercado de contratos. AES siempre ha manifestado la conveniencia de una integración vertical. Dada su posición en ambos lados de la cadena, aún si contratara toda la energía de su planta seguiría teniendo incentivos para ejercer poder dominante en el mercado que elevara los precios del MRS y, por tanto, el precio de repaso de buena parte de su energía al consumidor. AES podría entonces diseñar cuánto contrata, cuánto vende al MRS y cuánto compra del MRS. Un mercado de contratos que limite estas posibilidades tendría naturalmente su oposición.

Para entender el alcance de un posible acuerdo sería preciso tener claridad sobre las restricciones de participación de AES, aquellas sin las cuales preferiría retirarse del negocio, y saber en qué condiciones tiene poder de veto sobre la reforma. Se podría presumir que si se le ofrecieran condiciones que garantizaran un mercado cautivo para AES, la reducción de la incertidumbre en su demanda que ello traería podría eliminar su oposición a los contratos de largo plazo. Pero sería necesario averiguar en qué condiciones estaría dispuesta a postergar su participación en la planta de carbón hasta que pudiese tener un marco más claro y transparente para la subasta de nueva energía, o en qué condiciones estaría dispuesta a hacer subastas de su energía para clientes diferentes de los suyos, teniendo en cuenta que 200 MW en la base representa una parte significativa de la demanda en ese segmento.

## Duke y El Paso

Ambos han manifestado que estarían dispuestos a participar en un mercado de contratos en el futuro pero siempre que se logre un arreglo temporal que les permita funcionar con tranquilidad durante la transición. Sin embargo, existen restricciones para poder llegar a un arreglo equitativo dada la dificultad para diseñar una subasta efectivamente competitiva en el corto plazo, en la que sólo podrían participar los generadores establecidos, incluido CEL. Por otra parte, dadas las restricciones sobre el volumen por contratar, la participación de los generadores establecidos en una subasta que satisfaga necesidades futuras correría el riesgo de dejar fuera a los nue-

vos generadores. Una alternativa sería hacer una licitación por dos años en la que participarían los generadores establecidos y otra por plazos más largos en la que competirían todos los agentes para entrega después de 2007, pero ello requeriría la adopción de un nuevo marco, lo cual queda fuera del horizonte. Dada la poca flexibilidad del sistema no parece que pueda existir una solución elegante o que evite asumir costos encallados.

## CEL

Tiene proyectos hidroeléctricos que quiere construir alegando las necesidades de asegurar el suministro y la falta de intereses privados. Dado que los acuerdos con el Fondo Monetario Internacional no le permiten invertir en el Estado busca formas de arrendamiento con el sector privado, que sería el que construiría y financiaría el proyecto y CEL operaría y comercializaría la energía. La pregunta que se hace uno es por qué tiene que ser el proyecto hidráulico de CEL y no otros obtenidos mediante competencia.

## Los organismos multilaterales

La banca multilateral de desarrollo tiene intereses muy grandes comprometidos en el sector eléctrico de El Salvador. Sin embargo, su margen de influencia es mucho menor que el que estiman los críticos, como se evidenció en la adopción del modelo existente a pesar de las críticas oportunas de sus técnicos. En esta ocasión, su participación se ha limitado a financiar algunas de las consultorías y a hacer observaciones sobre las mismas.

En resumen, no es viable implantar el sistema de libre competencia para contratos y asegurar una transición razonable dentro de las limitaciones de la ley actual. Esto sólo es posible mediante nuevas modificaciones a la ley que necesariamente tardarían mucho tiempo y requieren lograr un consenso sobre un conjunto de principios fundamentales:

- Obligación de contratar por parte de la carga. Las distribuidoras y grandes consumidores contratan en forma obligatoria un porcentaje del  $100\% + x\%$  de la demanda estimada de energía en un horizonte relativamente largo en el tiempo. El valor de  $x$  será positivo en el primer año de entrega del contrato, representando la reserva, y se torna negativo en la medida en que la fecha de entrega se hace más distante,

igualmente para asegurar la participación de nueva generación debe existir un rezago de tiempo y entre el momento de la contratación y la fecha de la primera entrega.

- La obligación de que los generadores con potencial de poder de mercado tengan a su vez un porcentaje elevado de su generación en contratos de largo plazo para mitigar sus incentivos de ejercerlo.
- La necesidad de que el operador del sistema sea el encargado de contratar en forma centralizada un portafolio de contratos con una mezcla adecuada de maduración y posición en la curva de carga que asegure una canasta de generación eficiente. Podría incluir la obligación de contratar servicios auxiliares. Esto requiere igualmente el diseño de las reglas para asignar los contratos a las diferentes comercializadoras. Un comercializador que tenga contratos existentes con garantía física puede utilizarlos para cubrir sus obligaciones. En forma similar, si la carga está dispuesta a aceptar un servicio interruptible no tendría obligación de contratar.
- Las medidas adicionales requeridas para eliminar defectos en la regulación que impidan la ejecución de las anteriores: el establecimiento de obligaciones de permanecer con un comercializador por un tiempo mínimo y de remunerar equitativamente los costos de comercialización y el establecimiento de liquidaciones oportunas de los mercados del MRS y de contratos.
- La necesidad de pasar directamente a un sistema de costos y no mantenerlo como una amenaza. Constituye una preocupación adicional el sistema de vigilancia del mercado, el cual no puede de ninguna manera adelantarse en forma independiente del diseño del mercado.

Para el momento en que estas notas sean de conocimiento público los dilemas anteriores habrán sido resueltos de una forma o de otra pero implicarán necesariamente un costo que deberá pagar el consumidor tarde o temprano. Esos costos vienen impuestos por las posiciones que un diseño inadecuado del mercado ha permitido alcanzar a los agentes y por la urgencia de resolverlos a riesgo de incurrir en una crisis de suministro que podría dar al traste con el modelo completo. La estrategia del gobierno ha estado dictada por la necesidad aparente de asegurar una solución de consenso que evite enviar la fatídica señal de que se están cambiando las reglas del juego y que produzca una estampida de los posibles inversionistas. Estos temores pueden estar un poco exagerados pues la experiencia ha demostrado que

los mercados están en obra negra y requieren continuos ajustes para lograr los objetivos originales y que cualquier arreglo que se obtenga presionado por la necesidad de atender la demanda será necesariamente cuestionado políticamente en el futuro. Por tanto, la estrategia del gobierno no sería completa si no examinara en forma coherente los costos y beneficios de relajar la restricción que voluntariamente se ha impuesto. Ello implicaría estudiar una alternativa de intervenir el mercado por un período suficiente, de dos o tres años, que permita estudiar con calma las modificaciones y la puesta en marcha del nuevo modelo.

### Los papeles del Estado y la regulación

A pesar de la retórica inicial, el Estado continúa como empresario en CEL, la empresa de transmisión, y como socio de la empresa geotérmica. El modelo del sector adoptado no preveía un papel normativo para el Estado y asignaba algunas de estas funciones, como los planes indicativos de la UT. De hecho, la CEL venía ejerciendo varias de las antiguas funciones de definidor de políticas hasta que la crisis del mercado en 2001 puso en evidencia la necesidad de asignar esas funciones a una unidad dentro del Ministerio de Economía. El gobierno continuó utilizando la empresa estatal CEL como instrumento para el desarrollo de sus políticas. Así, a pesar de que el Fondo de Inversión en Electricidad y Telefonía (FINET), un fondo nutrido de las privatizaciones, debería encargarse de los programas sociales, utilizó sus ingresos como fuente de subsidios y su competencia técnica para resolver los problemas que afrontaba y para los programas de expansión del servicio. En la actualidad, como se mencionó, la CEL prepara proyectos de inversión en electricidad como medida de conjurar la eventual crisis de suministro.

En contraste con el diseño del mercado de electricidad, los reformadores adoptaron un organismo regulador multisectorial que se acomodaba mejor a las limitaciones institucionales y de recursos humanos del país, la SIGET, como entidad reguladora autónoma de servicio público encargada de aplicar las normas contenidas en los tratados internacionales, leyes y reglamentos que rigen en el sector de la electricidad. Las funciones de la SIGET incluyen la regulación de los cargos por uso de redes de distribución y transmisión así como los del operador del sistema, la defensa de la competencia, la regulación técnica y el otorgamiento de concesiones para el

uso de los recursos hidráulicos y geotérmicos. También incluye la atención de las quejas y reclamaciones de los usuarios finales y operadores y la resolución de conflictos entre operadores. Compete a la dirección de electricidad dentro de la SIGET proponer peritos para su intervención en la resolución de conflictos. El presidente de la nación nombra al superintendente general para un período de siete años, y éste a su vez nombra a gerentes encargados de la electricidad y las telecomunicaciones, por cinco años cada uno, independientes y calificados con arreglo a los criterios de la ley.

Como en todas las partes de la región que experimentaron con nuevas instituciones, la instalación de la regulación en El Salvador no estuvo exenta de problemas y dificultades. En los años iniciales, la independencia del regulador fue relativa, pues el gobierno lo destituyó en tres oportunidades en que no estuvo de acuerdo con su gestión, pero las dificultades se acentuaron por la falta de facultades que le concedía la ley. No fue hasta 2003 que le fueron asignadas las funciones de vigilancia de la competencia, y el gobierno manejó directamente la crisis que se desató en 2001. También tuvo dificultades en el manejo del traspaso de los precios a los consumidores y el manejo de la volatilidad.

En otros frentes su desempeño no ha sido tan controvertido. A pesar de los problemas destacados en el capítulo 2 en la aplicación del método del Valor Agregado de Distribución (VAD)<sup>5</sup>, éstos no se han presentado en El Salvador. Un informe de la regulación de los sistemas de distribución en Centroamérica (CEPAL, 2003a) destaca que, comparado con otros países de la región, El Salvador ha logrado importantes avances en las mediciones y controles de las fallas eléctricas. Este sistema es indispensable para compensar a los usuarios por las deficiencias del servicio tal como se consigna en la ley. En 1999 y 2000 se pagaron a los clientes montos de US\$1,3 y US\$1,5 millones, respectivamente, por este concepto. Debe mencionarse que, de los casos analizados por la CEPAL, sólo la SIGET ha logrado integrar un registro mensual de fallas en los circuitos de distribución de cada empresa, situación que permite llevar mejores controles sobre el servicio. Igualmente significativos son el control y la vigilancia de reclamaciones.

<sup>5</sup> Se trata de una combinación de metodologías de regulación (competencia por comparación y regulación sobre la base de una empresa modelo eficiente) que permiten a las distribuidoras obtener ganancias razonables en el supuesto de una gestión eficiente de las redes de distribución.

Puede afirmarse también que las empresas han respondido a los incentivos para limitar las pérdidas a pesar del aumento inicial de las pérdidas de distribución indicado en el informe de CEPAL entre 1998 y 2002. Las pérdidas de distribución de la principal empresa, Compañía de Alumbrado Eléctrico de San Salvador (CAESS), con un 47% del mercado, son del orden del 10%, lo que se considera razonable. Solamente han aumentado las pérdidas de la empresa que cubre las zonas rurales desde la reforma, cosa que indica las difíciles condiciones y la ampliación de la cobertura.

### **Ampliación de la cobertura y subsidios**

Según CEPAL, la tarifa en 1990 de 7,5 centavos de dólar por KWh representaba el 3% del ingreso y este valor se mantuvo en 2003 a pesar de un incremento de casi cuatro veces en la tarifa. Sin embargo, estas cifras se refieren al ingreso promedio y no reflejan los ingresos de los segmentos más pobres de la población. De todas maneras en el sistema salvadoreño se atiende la capacidad de pago de los usuarios de bajos ingresos a través de subsidios al consumo y subsidios a la ampliación de la cobertura.

La ley prevé el uso racional y eficiente de los recursos, el fomento del acceso al suministro eléctrico para todos los sectores de la población y la protección de los derechos de los usuarios, pero no establece metas concretas de cobertura para las distribuidoras. Tampoco se establece un destino específico para los fondos obtenidos por las privatizaciones, si bien se prevé que una parte de ellos deberá destinarse a inversión pública social. En 1997 se aprobó la creación del FINET, que tiene entre sus funciones el subsidio de obras de infraestructura eléctrica y del consumo de electricidad en zonas rurales de bajos ingresos. Pero éstas son excepciones dentro de una política de disminución paulatina de los subsidios hasta reducirlos sustancialmente en un plazo de tres años y dejar únicamente los indispensables para la población de menores ingresos.

El monto del fideicomiso es de US\$333,6 millones, reunidos con parte de los recursos de las privatizaciones y de los recursos y financiamientos obtenidos por el gobierno. Dichos fondos se destinan en su totalidad a realizar obras de transmisión (líneas y subestaciones) y un programa de electrificación rural que se ha venido ejecutando entre 1999 y 2004. La meta específica es conectar a 280.639 nuevos usuarios en 2.633 comunida-

des. Se estima que alrededor de 1,7 millones de habitantes se incorporarán al servicio de electricidad, con lo cual el nivel de electrificación se elevaría en 15 puntos (CEPAL, 2003b).

Al momento de privatizar, los subsidios protegían el sector residencial (usuarios con consumos de hasta 500 KWh por mes), el bombeo de agua para el consumo de la empresa estatal Administración Nacional de Acueductos y Alcantarillados (ANDA) y las cooperativas rurales, y los impuestos de estas facturaciones. A partir de agosto de 2000 los subsidios quedaron limitados a los usuarios con consumo inferior a 99 KWh por mes, a ANDA y las cooperativas rurales. Adicionalmente, continúa el subsidio del IVA para usuarios residenciales con consumo menor de 300 Kw/h. Comparado con otros países de la región el umbral de subsidio asegura un error de inclusión razonable. De acuerdo con la CEPAL, entre 1998 y 2001 la CEL había desembolsado alrededor de US\$167 millones en concepto de pago de subsidios. Actualmente el Estado cubre los subsidios a través del FINET. Al haber quedado localizados en grupos específicos, no se presentan distorsiones visibles. Obsérvese que el segmento de usuarios residenciales con consumo menor de 99 KWh por mes representa el 28% de las familias con servicio, sólo el 20% del consumo residencial y el 7,7% de la facturación de las distribuidoras. Los cargos fijos y las tasas municipales corren a cargo de todos los usuarios, de forma que el costo unitario de los pequeños consumidores es siempre más alto. En cuanto al ANDA, por su condición de empresa subsidiada, su servicio ha quedado bajo la comercializadora de CEL.

## Referencias

- CEPAL. 2003a. Evaluación de diez años de reforma en la industria eléctrica del Istmo Centroamericano. México.
- CEPAL. 2003b. Propuesta para promover la electrificación rural en la región del Plan Puebla- Panamá. Documento de trabajo del Grupo Interinstitucional del PPP, 26 de junio de 2003.
- Dussan, Manuel I. 2003. Diagnóstico preliminar del mercado mayorista. Informe final, 20 de diciembre de 2003. San Salvador.
- Dussan, Manuel I. 2004. Opciones para el diseño conceptual del mercado mayorista. 21 de marzo de 2004. San Salvador.

- Moen, Jan. 1996. Review of the Energy Law and Regulation in El Salvador. Informe de consultoría para el Gobierno de El Salvador.
- Ruff, Larry. 1996. Restructuring the El Salvador Electricity Sector: Review of the Proposed General Law of Electricity. Informe de consultoría para el Gobierno de El Salvador.
- Spiller, Pablo y Law & Economics Consulting Group, Inc. 1996. A Competitive Electricity Sector in El Salvador. Informe de consultoría para el Gobierno de El Salvador.

### TERCERA PARTE:

# El diablo está en los detalles

Las barreras que imposibilitan cambios beneficiosos en política económica en países pobres pueden tener mucho que ver con los conflictos distributivos y asimetrías en la capacidad de negociación.... explicar por qué agentes que están en una posición de recibir subsidios a menudo favorecen métodos de distribución que dejan a todos peor, inclusive a ellos mismos.... ilustra una incongruencia más general entre las definiciones puramente económicas y las definiciones en términos de economía política de los ganadores y los perdedores de las reformas...

Pranab Bardhan

*Scarcity, Conflicts, and Cooperation.*

*Essays in the Political and Institutional Economics of Development*

MIT Press, 2004

Cualquier propuesta reformista buena debe depender de alguna idea implícita o explícita de lo que constituye un buen gobierno. De hecho, el problema se plantea a menudo como “mercado vs. Estado”, o de manera más general, el tamaño óptimo del gobierno. Esto es demasiado simplista, la calidad del gobierno es más importante que su tamaño.

Avisnash K. Dixit

*Some Lessons from Transaction-Cost Politics for Less-Developed Countries*

Economics and Politics, 2003

Si bien es cierto que se ha avanzado mucho en la creación de buenas instituciones para el mercado mayorista competitivo, y la experiencia nos ha enseñado valiosas lecciones, hay todavía muchísimo trabajo por hacer... ...La creación de un mercado mayorista competitivo que funcione bien es un reto técnico de gran magnitud y requiere cambios considerables en la estructura de la industria y en los arreglos institucionales y de gobierno regulador. Requiere un compromiso por parte de los encargados de tomar las decisiones de política para hacer todo lo necesario para que funcione ...

Paul Joskow

*Markets for Power in the United States: An Interim Assessment*

AEI-Brookings Joint Center Working Paper, 2005

*Página en blanco a propósito*

## Estado o mercado

La historia del sector eléctrico en América Latina ha estado dominada por una búsqueda continua del modelo más apropiado para atender sus necesidades. Después de un período inicial más o menos largo de luna de miel, surgen dificultades que hacen cuestionar la pertinencia del modelo y se reinicia el debate ideológico sobre si es el Estado o el sector privado quien debe prestar el servicio. Ya mencionábamos en la introducción que el modelo de servicio prestado por el sector privado se agotó a mediados del siglo pasado cuando los gobiernos consideraron que no avanzaba lo suficientemente rápido para atender las crecientes necesidades de desarrollo de los países y que el nuevo modelo de empresa pública logró avances significativos hasta agotarse a su vez durante los años ochenta. En una aparente repetición del ciclo, los tropiezos con que se enfrenta el modelo reformista en la actualidad, que no se limitan al sector eléctrico, juntamente con el descontento de la población tras un quinquenio de escaso crecimiento económico, han dado lugar a un rechazo popular a todo lo que huela a neoliberalismo y privatizaciones aún en aquellos lugares en donde las reformas han sido exitosas (Shirley, 2003).

A lo largo de este trabajo se ha mantenido que las dificultades de los modelos están asociadas con un entorno institucional que no brinda los incentivos adecuados para los actores del mercado de tal manera que los resultados sean congruentes con los fines de los diseñadores, y se han presentado variados ejemplos que parecen corroborarlo. Igualmente se ha destacado que, a pesar de la creencia popular, la presencia del Estado como empresario en el sector sigue siendo muy importante en casi todos los países y que el desempeño de los diferentes modelos no es homogéneo. Asimismo, se han presentado algunas conjeturas sobre las razones que subyacen a esas diferencias y se ha prometido un tratamiento más analítico para más adelante. En este capítulo se vuelve a abordar el problema central

de la selección del modelo para el sector dentro del contexto de las publicaciones recientes sobre economía institucional que tratan de las razones que justifican la intervención del Estado como empresario. Se examinan también las razones del éxito de determinados modelos y las razones del descontento popular con las privatizaciones.

### Justificación del Estado empresario

Los analistas distinguen dos argumentos para justificar la propiedad estatal en presencia de fallas del mercado y/o externalidades (Perotti, 2004). El primero se refiere a la falta de *compromiso público*, o la incapacidad de un gobierno soberano de comprometerse con un régimen tributario y unas políticas reguladoras apropiadas, lo que desanimaría a los empresarios privados de invertir por temor de ser expropiados y llevaría a la inversión estatal como sustituto. Tal es el caso de la inversión estatal en infraestructura que puede atribuirse a la incapacidad de los políticos de producir un compromiso creíble de que no intervendrán en forma oportunista. El segundo argumento se refiere a la falta de compromiso privado y tiene como resultado situaciones en las que, dada la naturaleza del servicio, el regulador tendría una gran dificultad para controlar decisiones de los propietarios privados que afecten crucialmente la prestación del mismo sin tener que recurrir al control directo de la empresa. Tal puede ser el caso de las prisiones.

Ante la imposibilidad de tener contratos completos, la propiedad de los activos complementa la contratación al asignar al dueño un conjunto de derechos residuales de control sobre contingencias no contratadas o reguladas. En este caso, la propiedad estatal podría justificarse cuando es difícil aplicar una regulación específica por razón de contingencias no verificables. Debe notarse, sin embargo, que la propiedad privada solamente reduce el grado de control discrecional que el Estado puede ejercer sobre activos privados, y sólo en referencia a la protección constitucional de la propiedad privada. Puesto que las leyes pueden modificarse, el alcance para el control privado puede reducirse indefinidamente por medio de una nueva legislación.

Con estas precisiones en mente podríamos preguntarnos ahora qué carencia de compromiso, público o privado, explica la nacionalización de las empresas privadas a mediados del siglo pasado y la persistencia de la propiedad pública en el sector eléctrico de la región en la actualidad. Podría argumentarse que las nacionalizaciones del siglo pasado constituyen un

caso clásico de falta de compromiso público si se acepta que las empresas privadas fueron nacionalizadas porque se limitaron a prestar el servicio en los centros más rentables ya que no era su interés ampliar el servicio en condiciones de pérdida sin que existiera una contribución específica del Estado para compensarlas. No es sorprendente, sin embargo, que el argumento esgrimido a menudo por los nacionalizadores para justificarlas sea la falta de compromiso de las empresas para prestar el servicio en las condiciones requeridas para el desarrollo del país cuando el Estado no estaba en capacidad para regular adecuadamente empresas muy poderosas. Aunque la falta de compromiso público no era necesariamente el caso de los centros urbanos, pues durante mucho tiempo se cumplieron los contratos y fueron contados los casos de violación flagrante, éste sí era claramente el caso en la expansión de la cobertura ante la imposibilidad del Estado para garantizar la remuneración de los empresarios en un mercado costoso y con limitada capacidad de pago. Podría especularse que una alternativa para mantener la inversión privada hubiera sido el establecimiento de un subsidio transparente para los consumidores pobres que permitiera a los inversionistas privados recuperar las inversiones, pero la precariedad de las instituciones y la incapacidad para manejar eficazmente el subsidio por parte del Estado hacen que, aún con compromiso público, esta alternativa quizá no sería viable.

Pero la continuidad de la propiedad pública 15 años después de haberse iniciado las reformas podría tener diversas explicaciones según el caso. Por un lado, no debe de ser un misterio para nadie que los empresarios privados se negaran a invertir en Argentina después de que se congelaron las tarifas y se intervino el mercado en lo que constituye un caso típico de falta de compromiso público. Por el contrario, la renuencia de los empresarios privados a invertir en nueva generación en Brasil en las postrimerías del segundo gobierno de Cardoso, mencionada en el capítulo 3, no se debió a la falta de compromiso público, al menos en el discurso oficial, sino a dificultades para establecer los incentivos necesarios para la inversión en el momento de la transición. Más tarde, el gobierno de Lula paraliza las privatizaciones por razones ideológicas, pero por pragmatismo acepta definir un marco que establezca condiciones atractivas para la inversión privada en nuevas plantas para cubrir las necesidades de la expansión. En contraste, en Colombia los empresarios privados no se animan a invertir en nuevas plantas de generación en un mercado deprimido y con falta de incentivos para el largo plazo, pero la respuesta del gobierno es impulsar la participación pública alegando que la falta de inversión privada amenaza

la continuidad del suministro. Aunque podría aducirse que el gobierno no es responsable de la falta de incentivos, el regulador mantiene relaciones antagónicas con él y ha demorado más de la cuenta la expedición de los instrumentos que reemplazan a los cargos por capacidad, de modo que la percepción del mercado es de que existe una clara falta de compromiso público. Naturalmente que si el sector privado no muestra apetito para la inversión, debido ya sea a la falta de compromiso público o a la incapacidad de establecer los incentivos necesarios, no queda otra alternativa que la inversión pública.

Podría razonarse que el grado de compromiso privado es siempre parcial porque todo contrato es necesariamente incompleto, debido a la existencia de racionalidad limitada, pero podría aducirse lo mismo con respecto al compromiso público dado que la legislación también es incompleta. La diferencia, según Perotti (2004), es que el Estado soberano tiene mayor discrecionalidad y por tanto mayor espacio para abusar de su poder. Por consiguiente, mantener la propiedad de la empresa para ejercer los derechos residuales de control en sitios donde el compromiso público es escaso puede dar lugar a costos sociales elevados que no compensen las ganancias obtenidas.

Los políticos tienen metas múltiples diferentes a la regulación justa. Así pues, si bien la propiedad estatal puede contribuir a remediar las fallas del mercado, el problema es el insuficiente escrutinio o vigilancia por parte de los ciudadanos para asegurar la congruencia entre las intenciones de los políticos y el bienestar público. En la realidad puede ocurrir que sea la ciudadanía dispersa quien deba abordar la dificultad de intervenir en una empresa controlada por el Estado para asegurar un gobierno corporativo apropiado. Uno de los grandes problemas de la propiedad estatal es que, aun cuando se establezca por causas justificadas, es difícilísimo revertirla una vez se ha establecido.

Ante la dificultad que presenta el oportunismo de Estado surge la necesidad de un desarrollo gradual de la institucionalidad que permita separar el control político directo de las decisiones productivas. Sin embargo, las características particulares del servicio eléctrico hacen que cualquier gobierno se sienta incómodo de renunciar a su discrecionalidad cuando su permanencia en el poder se ve en juego, como sería en el caso de un racionamiento, en que siempre sería tenido en cuenta por el electorado como responsable del servicio en última instancia. De aquí que no se sienta confortable con la regulación como instrumento residual de control.

## ¿Qué explica el éxito de algunas empresas estatales?

El reconocimiento del agotamiento del modelo estatista, parte importante de la justificación del nuevo paradigma de mercado que se consolidó en la región en los años noventa, no era sólo un embeleco ideológico sino que estaba respaldado por el pobre desempeño de la gran mayoría de las empresas del sector en la región, con muy contadas excepciones, como fueron los casos de EPM, COPEL y el ICE relacionados en los capítulos anteriores. La documentación es rica en ensayos que atribuyen el fracaso del Estado empresario a la falta de incentivos para la eficiencia, problemas de competencia y/o corrupción de los gobiernos, uso de las empresas por los políticos para su propio bien o el de los intereses que los mantienen en el poder (McKenzie y Mookherjee, 2003), pero es escasa en el análisis de las condiciones para el éxito de uno u otro arreglo institucional. De manera similar, los defensores del modelo estatista esgrimen frecuentemente los éxitos logrados por algunas empresas estatales como prueba de la superioridad de su modelo, olvidando investigar las razones particulares que incidieron en el desempeño de las mismas. Sin pretender hacer un análisis exhaustivo de esta cuestión, discutiremos dos artículos que en mi parecer aportan el marco requerido para la validación de la conjetura (Perotti, 2004; Djankov y otros, 2003).

Ayala y Millán (2003) exponen que entre los factores que explican el éxito relativo en EPM figuran una combinación de la renta del recurso hidroeléctrico y los recursos humanos que permitieron desarrollarlo, pero fundamentalmente el ejercicio por parte de los ciudadanos de Medellín de una forma de control de la gestión de la empresa que impidieron su apropiación oportunista por parte de la clase política. Tanto la existencia de la renta natural como la disponibilidad de los recursos humanos y, en alguna medida, el ejercicio ciudadano de sus derechos de propiedad fueron factores compartidos por Costa Rica y el estado de Paraná en Brasil. En Costa Rica, el ICE es considerado uno de los patrimonios de la nación, hasta el punto de que la población se lanzó en masa a las calles a protestar contra un incipiente intento de reforma del sector para abrirlo a la competencia y a la participación privada, mientras que el estado brasileño de Paraná se ha caracterizado por una alta participación de la ciudadanía.

Sin embargo, si bien estas características podrían explicar diferentes desempeños su permanencia en el tiempo no está asegurada. Ayala y Millán (2003) advierten sobre el peligro de que el botín representado en

unas empresas cada vez más ricas fuera lo suficientemente tentador para los políticos locales que erosionara el control ciudadano y terminara con la experiencia única de gestión. Lamentablemente este pronóstico estuvo a punto de volverse realidad durante la administración del alcalde Luis Pérez en Medellín. Sólo una aguerrida campaña cívica dirigida por los gremios de la ciudad con amplia difusión en los medios logró cohesionar a la ciudadanía para defender su patrimonio. Aunque el nuevo alcalde y el nuevo gerente son prenda de honestidad y han avanzado en el manejo transparente de la empresa, todavía no se ha conjurado el peligro pues las medidas institucionales no han sido adoptadas por el Consejo de la ciudad. En el caso de COPEL, un nuevo gobierno estatal se apartó de la tradición de buen gobierno anterior, archivó los proyectos de involucrar al sector privado y prescindió de los contratos de suministro y otras medidas que deterioraron la salud financiera de la empresa. En Costa Rica, la opinión pública todavía no despierta de su asombro al destaparse el escándalo de sobornos por la firma francesa Alcatel a funcionarios del negocio telefónico del ICE y a por lo menos dos ex presidentes de la República.

La comparación de estas experiencias sugiere que una buena parte del éxito de las empresas estatales podría atribuirse a una característica especial de sus poblaciones que les permitía ejercer sus derechos de propiedad sobre las empresas procurando asegurar la continuidad del servicio, aún a costa de sacrificar beneficios de corto plazo, como sería por ejemplo bajar las tarifas a todos. Para pasar de estas conjeturas, que si bien son atractivas son sólo eso, a afirmaciones más sólidas es preciso recurrir a una revisión de las publicaciones que indagan sobre las razones para que ciertas actividades sean prestadas por el sector privado o por el Estado y para entender las razones del desempeño razonable de algunas empresas estatales.

En el artículo mencionado de Djankov y otros (2003), que estudia las condiciones que determinan el desempeño de diferentes arreglos institucionales de control social de las empresas, se define el *capital cívico* como la capacidad de los miembros de una sociedad para cooperar entre ellos en la búsqueda del bien común. El concepto está relacionado con el más conocido capital social pero tiene connotaciones más amplias. Putnam y otros (1993) atribuyen al *capital social*, definido como la trayectoria de cooperación en pequeños grupos o asociaciones informales entre los miembros de una comunidad, la capacidad de sus miembros para cooperar en la obtención de bienes públicos, pero otros autores identifican factores adicionales como la cultura (Landes, 1999), la unidad étnica, el capital humano, la do-

tación de recursos y el clima, que a su vez determinan el tipo de actividad económica y la distribución inicial de la riqueza, el capital humano y el poder político (Engerman y Sokoloff, 2002)<sup>1</sup>. Como resultado de todo lo anterior, en sociedades con abundante capital cívico las normas no escritas, parte del acervo institucional de una sociedad (North, 1990), tienden a reforzar los incentivos para movilizar a sus miembros en la defensa de sus intereses comunes.

Siguiendo esta línea de pensamiento, las cualidades exhibidas por las sociedades antioqueña, en el caso de EPM, y costarricense, en el caso de ICE, demostrarían un nivel elevado de capital cívico. Varios estudios de historiadores económicos permiten identificar en las sociedades mencionadas elementos que indicarían una acumulación de capital cívico. Engerman y Sokoloff (2002) destacan los ejemplos de Costa Rica y Uruguay en la argumentación de su tesis sobre la importancia de la distribución inicial de los recursos mencionada anteriormente. En forma similar, López Toro (1970) y Twinam (1985) sugieren las condiciones del entorno físico en Antioquia: la minería de aluvión que se prestaba al desarrollo en pequeña escala y la ausencia de tierras de buena calidad que pudieran ser explotadas con mano de obra abundante se encuentran en las raíces del espíritu empresarial en esta región de Colombia. En este punto no es fácil resistir la tentación de extender la analogía si se recuerda la elevada participación de emigrantes europeos que a partir del siglo XIX colonizaron las feraces tierras del estado de Paraná en Brasil.

Djankov y otros (2003) utilizan el concepto de capital cívico para explicar la diferencia en los costos sociales que pueda tener en sociedades diferentes un arreglo institucional de control social dado. Analizan cuatro arreglos institucionales ordenados en forma ascendente de acuerdo con el grado de dictadura implícito: la disciplina del mercado, la litigación, la regulación y, terminando en el más alto, la propiedad estatal. En realidad existe todo un continuo de formas intermedias. Cada arreglo institucional tiene asociado un grado de desorden y un tamaño en el incremento en la dictadura necesario para controlarlo, que puede tener costos diferentes dependiendo del capital cívico y del grado de monopolio existente en la in-

<sup>1</sup> Otras explicaciones atribuyen la efectividad de las reformas estructurales a la calidad del proceso de formulación de políticas (Bergara y Pereyra, 2005), o el progreso económico a la reducción de la pugna distributiva (Acemoglu y otros, 2004). Estas explicaciones implican la existencia de capital cívico, en el primer caso, o contribuyen a crearlo, en el segundo.

dustria. Así, por ejemplo, en lugares con capital cívico alto representado por gobiernos efectivos, mayor transparencia y libertad de prensa, el costo social de un incremento en la acción del gobierno para controlar el desorden no sería tan alto. En lugares con una buena disciplina del mercado, propiedad atomizada y pocas tendencias para el monopolio, el incremento de dictadura no ocasionaría grandes reducciones en el desorden.

El arreglo óptimo para cada país y sector se encuentra en donde el costo social de los incrementos marginales de dictadura no se traducen en correspondientes disminuciones en el costo social del desorden. Así, por ejemplo, un sistema en el cual sólo exista la disciplina del mercado tendría un mínimo de dictadura, pero dependiendo del país o sector el desorden asociado podría dar lugar a mayores o menores costos sociales. En un país con un capital cívico muy grande y en un sector altamente competitivo el costo del desorden sería mínimo. El mercado de alimentos en Suecia tendría estas características pero no el mercado eléctrico en Etiopía. Por la falta de capital cívico en los países en desarrollo una solución de dictadura no contribuye mucho a disminuir el costo del desorden, al contrario, podría dar lugar a mayores costos sociales por la incapacidad de controlar los incentivos muy fuertes que tienen los burócratas o quienes se benefician de los contratos para lucrarse de ellos. Es el caso de las empresas estatales típicas que se describen en este trabajo. En Noruega, el sistema de propiedad pública en el sector eléctrico no tuvo asociado un costo social grande aún antes de las reformas del mercado. La poca concentración de la industria, a pesar de su propiedad pública, permitió introducir la competencia y aumentar así la eficiencia, lo que es coherente con la tesis de que en un país con suficiente capital cívico el costo social de la dictadura implícita en la propiedad pública no sería demasiado grande aunque podría sacrificarse algún grado de eficiencia dependiendo del grado de competencia en la industria. En este contexto es posible entender como la existencia de capital cívico en Medellín y Costa Rica permitió que la propiedad estatal, una solución que implica mayor grado de dictadura, pudiera funcionar aún en ausencia de la disciplina del mercado y los intereses del sector privado. La idea es, pues, cómo escoger el esquema adecuado pero de tal manera que se pueda avanzar hacia arreglos más eficientes en la medida en que se vayan eliminando las restricciones que impiden tener menos dictadura sin que ello lleve a mayores costos del desorden.

En el caso de países en desarrollo con escaso capital cívico, Djankov y otros (2003) concluyen que la propiedad privada sería un mejor arreglo

institucional que la propiedad pública. Aquí la falta de capital cívico lleva a pensar que los abusos de la dictadura son más costosos que los abusos del monopolio o la incapacidad de atender las externalidades. Los hechos descritos en el capítulo 1 llevan a pensar que efectivamente estos costos son muy elevados pero es importante tener en cuenta que, sin regulación adecuada, los costos de la participación privada en sistemas con poco alcance para la competencia serían también grandes. El punto es establecer una buena regulación pero esto a su vez es difícil en un país con incipiente desarrollo institucional. Un desarrollo deficiente del sistema jurídico y la debilidad de las instituciones complementarias podrían hacer muy difícil ofrecer las garantías necesarias para la inversión privada, o atraería sólo a aquellas firmas que tratan de aprovecharse de la situación a través de mecanismos poco ortodoxos. Es decir, llevaría a una falta de compromiso público que podría aparentemente justificar la propiedad estatal, pero precisamente es en estos casos cuando el problema del compromiso público es más grave y los costos sociales podrían ser más elevados.

No parece existir otra alternativa que continuar avanzando en la construcción de las instituciones reguladoras que hacen posible cualquier tipo de compromiso público o privado. Si el desarrollo de la institucionalidad es una tarea indispensable en cualquier sistema, deberíamos empezar este trabajo cuanto antes dado que la alternativa de crear capital cívico no es una opción disponible en lugares donde no lo hay. Pero el desarrollo de la institucionalidad puede demorar también un buen tiempo, así como las oportunidades especiales que faciliten el cambio, por lo que en cualquier caso parece inevitable que los países con instituciones débiles tendrán que soportar durante un tiempo los costos sociales asociados con estas carencias, ya sea a través de altos costos de la participación privada o a través de la ineficiencia y las oportunidades para el clientelismo de la propiedad pública. El gran desafío es encontrar los mecanismos adecuados para un país en particular que permitan lograr un mínimo de institucionalidad para dar garantías al empresario privado y aprovechar la competencia sin que ello refleje costos excesivos para el consumidor.

Perotti (2004) apunta que en algunas circunstancias críticas de falta de instituciones esenciales para apoyar o regular la actividad privada podría ocurrir que una privatización rápida llevase a una pérdida inaceptable de control sobre el sistema económico. En tales casos el control del Estado, si bien temporal y como paso intermedio, puede ser necesario. Cuando la captación de los privatizados es inevitable, puede debilitarse la gobernabilidad

de las empresas y producirse una pérdida del control último del proceso, y por ende de las metas que se persiguen. En estos casos puede ser necesario mantener el control del Estado mientras se desarrollan las instituciones requeridas. Sin embargo, como advierte Perotti (2004), la estructura y función de esta propiedad residual deben diseñarse desde el principio sea cual sea la duración de la transición, puesto que sin un compromiso explícito del Estado de entregar el control bajo ciertas condiciones el proceso de desarrollo institucional no empezaría nunca.

### La oposición del público a las privatizaciones

¿Por qué razón el público no parece satisfecho con que el Estado ejerza los derechos residuales de control a través de la regulación y prefiere en algunos casos la propiedad pública, como en EPM o en el ICE, a pesar de que recientemente se reunieron pruebas palpables de los peligros de la captación por los políticos? Podría argumentarse que el público percibe que una empresa privatizada cobraría más caro que la empresa pública pero, independientemente de que esta percepción del público sea una ilusión<sup>2</sup>, no es suficiente para explicar el fenómeno. Detrás de esta preferencia del público, además de las tarifas bajas, está el reconocimiento de la larga tradición de eficiencia que ha caracterizado a la empresa y su satisfacción con la calidad del servicio que recibe, que le da cierta garantía de que las cosas funcionarán en el futuro. No se vería ninguna ventaja en cambiar un sistema probado en el cual podría ejercer su control social en forma directa sin intermediación de los políticos por la incertidumbre de una regulación remota y desconocida, además de no estar claro cómo se gastarían los recursos de la venta de la empresa.

En aquellos lugares en los que la empresa pública no ha sido eficaz los consumidores que cuentan con el servicio a precios muy por debajo de su costo, aunque sea de baja calidad, parecen temer que una privatización sólo traería alzas en los costos sin mejora en el servicio. Esto puede deberse en parte a la escasa difusión de las experiencias exitosas de privatización y a la propaganda exagerada de las malas. Durante muchos años los habitantes del municipio de Soledad, en la costa norte colombiana, atendidos por la empresa municipal, tuvieron tarifas de agua muy bajas, pero con una

---

<sup>2</sup> EPM sí ofrece las tarifas más bajas en electricidad, pero no en agua potable.

cobertura y una calidad mínimas. En contraste, en la vecina Barranquilla la participación privada logró aumentar significativamente la cobertura y mejorar la atención, como se describe en el capítulo 8. Por ello no es sorprendente que la población de Soledad se movilizara masivamente para exigir la privatización de la empresa, pues cualquier cosa era mejor que el caos existente. No sobra anotar que el control social del tipo ejercido en Medellín nunca existió en Soledad y que, a excepción de los políticos locales que manejaban la empresa para su propio beneficio, nadie estaba dispuesto a defender su empresa.

Esta oposición a la participación del sector privado y a las reformas en general es menos explicable en aquellos lugares en que las reformas han producido resultados tangibles que benefician directamente a gran parte de la población. Revisando las encuestas recientes de opinión pública con respecto a las reformas sectoriales en infraestructura, Shirley (2003) encuentra que los resultados negativos no pueden explicarse solamente por la falta de consideración de las necesidades de los pobres, puesto que muchas reformas produjeron beneficios tangibles con mejoras significativas en el acceso al servicio, o por posibles fallas en el diseño que omitieron reconocer asuntos de alta sensibilidad relacionados con la economía política, como la falta de legitimidad de las instituciones reguladoras, los aumentos de precios inoportunos y/o injustificados y otros. Esta oposición está más enraizada en las actitudes generales de la gente, en particular de los pobres, quienes desconfían de las promesas de los reformadores y piensan que serán engañados como siempre. La mencionada autora explica esta conjetura en el contexto del juego del ultimátum, en el que dos personas negocian para repartirse una suma de dinero con el resultado de que aunque una reciba una ganancia neta siempre se sentirá engañada porque pensará que la otra retendrá un pedazo mayor. Shirley (2003) señala que esta desconfianza es particularmente alta en América Latina y se muestra pesimista sobre la posibilidad de soluciones en el corto plazo. Bardhan (2004) expresa esta idea como la falta de compromiso del público con el gobierno por causa de las grandes desigualdades de ingreso. Según este autor, las únicas sociedades modernas que han tenido éxito con las reformas han sido sociedades con poca desigualdad, como Corea y Taiwán, en donde la gente estaba dispuesta a invertir en las reformas porque confiaban que participarían en sus beneficios.

Esta línea de pensamiento es compartida por Graham y Felton (2005) en un análisis de las encuestas de opinión de Latinobarómetro: “Resumiendo, la desigualdad parece tener efectos negativos en el apoyo del público a

las privatizaciones en la región, probablemente porque refuerza las percepciones —y en algunos casos la realidad— de que el rico siempre gana y el pobre siempre pierde. Puesto que las privatizaciones tienen la reputación (injustificada) de que benefician a unos pocos grupos privilegiados a expensas del desempleo de muchos (que en realidad a menudo se vuelven a emplear) y de los usuarios (que a menudo se benefician de ellas), esta reputación puede tener más credibilidad en contextos con altos grados de desigualdad”. Carrera, Checchi y Florio (2005) llegan a una conclusión similar utilizando los mismos datos: “[...] el desacuerdo con las privatizaciones es más probable cuando el que responde es pobre, la privatización fue grande y rápida, involucró una alta proporción de servicios públicos como agua y electricidad, el país sufrió choques macroeconómicos de magnitud y existe una gran desigualdad en el ingreso”. Sin embargo, otros autores (Boix, 2005) sugieren que la oposición está más asociada con la situación coyuntural de la economía que con la desigualdad.

Si bien los resultados anteriores son tan buenos como los datos analizados —existen numerosos cuestionamientos a los procedimientos de Latinobarómetro—, podría concluirse que la desigualdad es un elemento crítico en la aceptación de las reformas estructurales de la economía. ¿Quiere decir esto que mientras este problema no se solucione sólo es posible pensar en mejoras marginales a los diseños de las reformas o atender algunos de los problemas de economía política?

## ¿Qué hacer?

La propiedad pública como forma de mantener derechos residuales de control tiene el peligro de la captación por políticos y/o burocracias, mientras que la propiedad privada tiene el peligro de la captación del regulador por el empresario.

Suponiendo que se aplicaran los razonamientos anteriores podríamos concluir que para un determinado país es conveniente la adopción de un modelo concreto, digamos participación privada empresarial con la participación del Estado limitada a la regulación y a la definición de políticas. El supuesto implícito sería que el grado de compromiso de los políticos es suficientemente grande para asegurar al sector privado que no actuarán de forma oportunista para expropiarlo. Igualmente, tendríamos un grado de compromiso de la empresa que le evitaría tomar decisiones que pusieran en

peligro el sistema mismo. Es decir, que los peligros de captación por parte de las empresas pueden controlarse, y/o que existe suficiente grado de competencia, por o en el mercado, que limite las oportunidades de ejercer poder dominante sin comprometer la suficiencia del suministro.

Cuando este no es el caso, un grado residual de control del Estado, en lugar del ejercicio directo de la propiedad, puede desempeñar un papel importante si no existen los mecanismos institucionales pertinentes. Este papel debe reducirse gradualmente<sup>3</sup> con la creación de instituciones reguladoras más centradas que puedan debilitar el control político directo en la toma de decisiones. Esto no es nada novedoso, pues ya se ha discutido anteriormente bajo la forma de separación de los papeles del Estado y corporatización de las empresas. Lo importante es un progreso continuo, a pesar de los fracasos ocasionales, que lleve a una reducción dinámica del ejercicio de los derechos residuales del Estado por la propiedad de los activos a través de una mayor exposición a la disciplina e incentivos de los mercados al mismo tiempo que se aumentan la transparencia y la rendición de cuentas. La solución adoptada por ISA, en Colombia, con la vinculación de accionistas privados minoritarios, o los contratos de arrendamiento son ejemplos de medidas que son coherentes con esta posición.

Pero ya vimos que existen casos en los cuales el Estado siempre se reserva la oportunidad para intervenir en última instancia, ya sea manteniendo un control sobre la generación que le permita responder a la falta de inversión privada, lo que demostraría su falta de confianza en el compromiso empresarial, o manteniendo un control adicional sobre los organismos reguladores para asegurar que no serán captados por la industria o que se ejecutará su propio programa social. Estos tipos de intervención tienen su costo, puesto que contribuyen a desincentivar la inversión privada, o lo que es peor, a que los empresarios busquen más bien el arreglo directamente con el gobierno dejando a un lado las instituciones formales. Pueden existir grados legítimos de intervención del Estado y, en ese caso, ¿cuál sería la manera menos dañina de hacerlo? O mejor, ¿cómo pueden evitarse las oportunidades para que el Estado intervenga en forma oportunista? Las opciones que se discutirán en los capítulos siguientes podrían entenderse como pasos iniciales en esta dirección.

<sup>3</sup> Aunque nada garantiza que esta reducción gradual no pueda disminuirse en ausencia de mecanismos que retroalimenten el proceso y refuerzan la dinámica del mismo.

## Referencias

- Acemoglu, D., S. Johnson, J. Robinson y Y. Thaicharoen. 2004. Institutions as the Fundamental Cause of Long-run Growth. Disponible en línea en [www.economia.uniandes.edu.co](http://www.economia.uniandes.edu.co)
- Ayala, Ulpiano y Jaime Millán. 2003. Sostenibilidad de las reformas en el sector eléctrico. *Cuadernos de Fedesarrollo* No. 9. Bogotá.
- Bardhan, Pranab. 2004. *Scarcity, Conflicts, and Cooperation: Essays in the Political and Institutional Economics of Development*. Cambridge, MA: The MIT Press.
- Bergara, Mario y Andrés Pereyra. 2005. La politización de los servicios públicos. En *La política de las políticas públicas. Progreso económico y social en América latina. Informe 2006*. Washington, D.C.: Banco Interamericano de Desarrollo.
- Boix, Charles. 2005. Privatization and Social Discontent. Trabajo presentado en la conferencia sobre infraestructura del BID y el Banco Mundial. Washington, D.C.
- Carrera, Jorge, Daniele Checchi y Massimo Florio. 2005. Privatization Discontent and its Determinants: Evidence from Latin America. Discussion Paper Series, No. 1587. Institute for the Study of Labor, Bonn.
- Djankov, Simeon, Edward Glaeser, Rafael La Porta, Florencio López de Silanes y Andrei Shleifer. 2003. The New Comparative Economics. Institute for Economic Research, Harvard University Discussion Paper No. 2002. Cambridge, MA.
- Engerman, Stanley y Ken Sokoloff. 2002. Factor Endowments, Inequality, and Paths of Development Among New World Economies. NBER Working Paper 9259. Cambridge, Mass.
- Graham, Carol y Andrew Felton. 2005. Does Inequality Matter to Individual Welfare? Lessons for the Political Economy of Privatization. Documento preparado para el Banco Interamericano de Desarrollo. Washington, D.C.
- Landes, David S. 1999. *The Wealth and Poverty of Nations: Why Some Are So Rich and Some So Poor*. Nueva York: W.W. Norton and Co.
- López Toro, Álvaro. 1970. *Migración y cambio social en Antioquia durante el siglo XIX*. Bogotá: Ediciones Universidad de los Andes.

- McKenzie, David y Dilip Mookherjee. 2003. The Distributive Impact of Privatization in Latin America: Evidence from Four Countries. *Economía*.
- North, Douglass Cecil. 1990. *Institutions, Institutional Change, and Economic Performance*. Nueva York: Cambridge University Press.
- Perotti, Enrico. 2004. State Ownership: A Residual Role? Policy Research Working Paper Series, No. 3407. Banco Mundial, Washington, D.C.
- Putnam, Robert, Robert Leonardi y Raffaella Nanetti. 1993. *Making Democracy Work: Civic Traditions in Modern Italy*. Princeton: Princeton University Press.
- Twinam, Ann. 1985. Mineros, comerciantes y labradores: Las raíces del espíritu empresarial en Antioquia: 1763–1810. FAES, Medellín.
- Shirley, Mary. 2003. Why is the Sector Reform so Unpopular in Latin America. Trabajo presentado en la SCID sobre la reforma del sector.

*Página en blanco a propósito*

## El desafío de los mercados mayoristas

En el capítulo 2 se presentó un breve resumen de los problemas que afrontaban los mercados mayoristas eléctricos que surgieron con las reformas, sin entrar en una discusión detallada de las diferentes modalidades utilizadas en los países que los han venido adoptando en todo el mundo ni hacer referencia al debate internacional sobre la pertinencia de este tipo de diseños. La descripción de las experiencias de los mercados mayoristas de algunos países presentada en los capítulos anteriores permite ilustrar la complejidad del problema y la falta de consenso en un tema tan importante, que lo califica como merecedor de una discusión más cuidadosa.

En el momento de escribir este capítulo no existe un consenso entre los expertos, académicos, consultores y operadores sobre el tipo de diseño de mercado mayorista que pueda hacer efectiva la promesa reformista de lograr eficiencia económica a través de la competencia sin menoscabar la seguridad del suministro. A menudo el debate se confunde porque no siempre están explícitos los objetivos que se pretende alcanzar en la práctica ni tampoco los supuestos que lleva consigo todo diseño de mercado. Consultores familiarizados con un modelo particular tienden a reproducirlo, no importa cuáles sean las características del mercado al que se pretenda trasladar la experiencia. El sesgo profesional tampoco está ausente: ingenieros educados en la cultura de los antiguos consorcios (*pools*) tienden a favorecer un sistema administrado con la ayuda de modelos matemáticos diseñados para optimizar la operación del sistema y son muy propensos a adoptar simplificaciones válidas sólo en contextos regulados, mientras que en el otro extremo, algunos académicos no ven restricciones para tratar los mercados eléctricos como si fueran mercados de bienes básicos como los cereales.

Este capítulo no pretende dirimir las diferencias existentes ni tampoco plantear alternativas. Tan sólo se propone organizar la información

sobre el tema para guiar al lector en el análisis de la copiosa documentación existente y recoger inquietudes sobre la aplicación de algunas propuestas al contexto de los mercados vigentes en la región. No pretende ser exhaustivo en el tratamiento y se concentra en unos pocos aspectos que han ocupado la atención del debate corriente, como es el control del ejercicio de poder de mercado manteniendo al mismo tiempo los incentivos para las inversiones requeridas para asegurar el suministro. Otros aspectos críticos, como el tratamiento de los servicios auxiliares o los instrumentos para manejar la congestión en la red, apenas se mencionan. En consecuencia, el capítulo se inicia con un repaso de los principios que guían el diseño de los mercados mayoristas para continuar luego con una descripción del problema del ejercicio de una posición dominante en los mercados y la manera de tratarlo en los diseños. Enseguida se presenta una revisión crítica de las publicaciones existentes sobre las medidas utilizadas para completar la señal de precios de corto plazo en un mercado competitivo que incentiven la inversión en nueva generación. El capítulo culmina con una discusión sobre la aplicación de algunas de las propuestas en los países de la región.

### El problema del diseño del mercado<sup>1</sup>

Existen numerosos diseños posibles de mercados mayoristas competitivos en electricidad pero no todas las veces se plantean de forma explícita cuáles son los objetivos concretos que se persiguen y las restricciones que encara el diseño del mercado. El problema del diseño de mercado consiste en encontrar, para una estructura industrial determinada, un mecanismo para compensar a los suministradores y cobrar a los consumidores de electricidad por sus acciones de tal manera que las acciones realizadas por interés propio por cada uno de los participantes lleve a los resultados deseados por los diseñadores (Wolak, 2004a). Wolak sugiere como objetivo concreto lograr el mínimo precio promedio anual coherente con la viabilidad financiera en el largo plazo en la industria. Esto implica que los suministradores no están en condiciones de ejercitar cantidades significativas de poder de mercado en forma unilateral. También es claro que el diseño óptimo debe lograr un precio promedio menor que el que se obtendría con las alterna-

---

<sup>1</sup> Esta sección y la siguiente se basan en (Wolak, 2004a).

tivas existentes, pues de lo contrario no tendría sentido adoptarlo. Nótese que la formulación anterior no incluye como restricción el suministro en todo momento del servicio ni una determinada calidad del mismo, pero estas calidades podrían estar incluidas en la definición del producto y en el precio. En términos económicos, se trata de maximizar el excedente del consumidor siempre y cuando la firma marginal obtenga una utilidad económica igual a cero.

El problema es, pues, maximizar la función objetivo (que depende de los resultados del mercado) definiendo: el número y tamaño de los participantes y las reglas para determinar los ingresos de cada firma sujeto a la restricción de que todos los participantes escojan sus estrategias para maximizar su beneficio conforme a las reglas puestas por el diseñador (*restricciones de incentivos*). Es claro que el comportamiento de cada participante estará guiado por los incentivos y las posibilidades que le permitan las reglas y que sacará partido de las mismas en la medida que lo benefician. Así, sería utópico pretender que un operador privado se privara de la oportunidad de obtener precios altos por razones altruistas, o un operador público se resistiera a la presión política de mantener precios bajos, si el sistema se lo permite.

El desafío para el diseñador del mercado es, por tanto, diferente si se trata de firmas privadas o estatales. Con las primeras su problema es impedir que ejerzan poder dominante de mercado, mientras que con las firmas estatales es cómo lograr eficiencia productiva y evitar su utilización en forma oportunista por su dueño. Sea cual fuere el caso, la naturaleza específica de la electricidad, eso es, ausencia de almacenamiento, papel fundamental de la red de transmisión, su naturaleza de bien público y poca respuesta al precio en el corto plazo, hacen imperativo el diseño para mercados eléctricos. No se trata del dilema mercado versus regulación, como lo pretenden algunos, sino de cuándo y cómo regular. La mal llamada liberalización de los mercados, que más bien es una reestructuración, es un mecanismo regulador alternativo para obtener un mejor valor de la función objetivo que la alternativa existente. Por ello, no basta con un diseño que por medio del control del ejercicio de poder de mercado permita lograr los beneficios de la competencia en el corto plazo, sino que también es necesario que el sistema produzca los incentivos para realizar la inversión en nueva generación socialmente deseable y que los beneficios de su adopción sean mayores que todos los costos involucrados en su implantación. Naturalmente que está implícito el supuesto de que existirán las instituciones, los recursos huma-

nos y las condiciones políticas requeridas para su funcionamiento, porque de otra manera no pasaría de ser un simple ejercicio académico.

### **Diseños que ayuden a controlar el ejercicio unilateral de poder de mercado**

Desde el punto de vista del diseño del mercado, la tarea es encontrar el modelo que minimice los incentivos para ejercer una posición dominante por los participantes, con miras a evitar entrar en costosos y prolongados litigios para demostrar que una firma ha hecho ejercicio del poder de mercado en detrimento de los consumidores. Inicialmente algunos reformadores pensaron que era posible recurrir al control a posteriori como único instrumento, hasta que la experiencia demostró que aún en los sistemas jurídicos más sofisticados, como en Estados Unidos, este camino no ofrecía muchas perspectivas. Sin embargo, como se indicó en el capítulo 2, existe consenso acerca de que, dadas las complejidades de los mercados, incluso un diseño que no produzca incentivos al ejercicio de poder dominante debe complementarse con un cuidadoso sistema de monitoreo del mercado que permita analizar la información para identificar comportamientos irregulares.

Identificar cuándo una firma está ejerciendo poder dominante en el mercado no es una tarea trivial porque no toda situación de precios altos puede atribuirse a un mal comportamiento sino que puede representar una legítima renta de escasez debido a la ocurrencia de una demanda mayor que la oferta disponible. El problema es que es difícil, especialmente para el consumidor, poder establecer cuándo se enfrenta una u otra situación. Para encontrar diseños que minimicen los incentivos para ejercer poder de mercado es preciso, en primer lugar, entender cómo ofertan las firmas para maximizar ganancias dentro de un conjunto dado de reglas del mercado y cómo las firmas ejercen el poder dominante de mercado. Esto permite definir el conjunto de restricciones que afronta el diseñador al maximizar su función objetivo.

Las firmas buscarán cualquier oportunidad para aprovechar las reglas del mercado a su favor. A este respecto es bueno recordar que bajo el supuesto de *racionalidad individual* debe esperarse que las firmas reciban rentabilidad suficiente para participar en el mercado o, de lo contrario, no lo harán (*restricciones de participación*). Para comprender cómo los productores maximizan sus ganancias en un mercado de ofertas de precios es útil el concepto de la curva de demanda residual (DR), que es la curva

de demanda que encara un productor individual después de que los demás productores hayan tomado sus decisiones de producción. La curva de demanda residual es desconocida al momento de someter la oferta por razones de incertidumbre en la demanda e incertidumbre sobre las acciones de los competidores, por lo que su elasticidad es una variable aleatoria (Wolak, 2004a). Para maximizar sus ganancias, una firma debe obtener un precio en el mercado mayor que su costo marginal de producción, por lo que su curva de oferta óptima depende de la distribución de probabilidad de las elasticidades de su función de demanda residual. Si la demanda residual para una firma dada es relativamente inelástica, entonces la firma puede maximizar ingresos limitando su oferta si con ello obtiene un mayor precio para la oferta que coloca en el mercado. Por tanto, la solución de diseño de mercado que trate de limitar el poder de mercado de las firmas debe lograr que las curvas de demanda residual percibidas por todos los participantes sean tan elásticas como sea posible. Generadores con una curva de demanda residual infinitamente elástica no pueden causar impacto en el mercado con sus ofertas y su estrategia óptima es ofertar su curva de costos marginales. Esto debería llevar a precios de mercado próximos al óptimo pretendido por el diseñador.

La mayoría de las recomendaciones para controlar el poder de mercado que aparecen en las publicaciones pueden entenderse como formas de lograr que los productores encaren curvas de demanda residual más elásticas. Así, tanto la disminución de la concentración forzando a la venta de activos y obligando a los generadores a vender una porción considerable de su generación en contratos de largo plazo y a competir más agresivamente en el mercado de entrega inmediata, como las recomendaciones para tener una red de transmisión más robusta para evitar oportunidades de ejercicio de poder de mercado local, así como la participación activa de la demanda en el mercado y la credibilidad reguladora, tienen como consecuencia que los productores perciban curvas de demanda residual más elásticas (Wolak, 2004a).

De manera similar, podría pensarse que un mercado basado en costos en lugar de ofertas de precios obtendría estos resultados, pero ello sólo es parcialmente válido. En efecto, el sistema no elimina todos los incentivos para mantener precios, sólo limita las posibilidades de hacerlo en las ocasiones en que el sistema se enfrenta a una demanda cercana a su capacidad, pero no las oportunidades para ejercerlo en períodos más prolongados, y existen numerosas oportunidades para manipular los costos o para ele-

var los precios por medio de retención de capacidad (Arizu, 2003; Pollitt, 2004).

Es claro que cada sistema ofrece restricciones particulares que requieren un tratamiento individual, como también que las medidas no son excluyentes sino complementarias, por lo que la combinación adecuada es un asunto empírico. Algunas soluciones, como la desintegración del mercado, pueden estar limitadas en mercados pequeños y, como ya se señaló anteriormente, la resistencia a que los consumidores se sometan a la volatilidad natural de los precios es muy fuerte y difícil de vencer, por no hablar de las dificultades de tener un proceso regulador creíble. Igualmente, si bien los contratos de largo plazo, aceptados universalmente como un instrumento indispensable para los mercados eléctricos, permiten disminuir los incentivos para ejercer poder de mercado en los mercados de entrega inmediata o de corto plazo trasladando el problema al largo plazo, en donde la elasticidad es en principio mayor, requieren un cuidadoso sistema de contratación para asegurar que este sea el caso.

Los analistas académicos insisten en la necesidad de incluir la demanda como participante activo en los mercados porque un mercado de pura oferta sería un mercado a medias y no lograría parte de los beneficios de eficiencia que se atribuyen a la competencia. Con frecuencia se argumenta que incluir la demanda final en el mercado mayorista no puede lograrse sin unos sistemas de medición sofisticados y costosos. Sin embargo, independientemente del progreso realizado en los últimos años a este respecto, esta explicación no sería tan válida en sistemas con generación predominantemente hidroeléctrica, en donde se observa baja volatilidad de precios durante el día, en comparación con los sistemas basados en combustibles fósiles. La volatilidad de precios se produce primordialmente a lo largo de las estaciones del año<sup>2</sup> y podrían darse las señales adecuadas en base mensual. Los altos costos de oportunidad para el agua embalsada implican altos precios de electricidad para los meses o períodos venideros, pero lamentablemente, como ya se indicó en el capítulo 2, ha sido muy difícil establecer este principio básico de tarificación a costo marginal en la región. Todo ello a pesar del espectáculo surrealista que se experimentó en Chile cuando los precios y el nivel del embalse bajaban simultáneamente en la crisis del año 1998 descrita anteriormente.

<sup>2</sup> Wolak (1999) aporta pruebas de ello en los mercados de Nordpool y Nueva Zelanda.

### ***Las señales de precios de largo plazo para incentivar la inversión***

Como se expone con frecuencia (Oren, 2004), en un mercado competitivo tan sólo de energía las rentas de escasez que captarían los generadores serían suficientes para amortizar sus costos fijos y aportarían los incentivos necesarios para efectuar las inversiones requeridas para suministrar la energía demandada por los consumidores a los precios establecidos por el mercado. Como ejemplo de que esto es posible se mencionan los casos exitosos de los mercados escandinavos, australianos y del vigente en Inglaterra y Gales, en donde no se han presentado problemas para atraer la inversión requerida. Sin embargo, también se argumenta que las idiosincrasias del mercado eléctrico, eso es, incapacidad de almacenaje, alta volatilidad y aceptabilidad política, escasa respuesta de la demanda, características de bien público de la red, ciclos estructurales en los precios causados por la inflexibilidad para ajustar la oferta y la demanda, y plazos largos de inversión, así como los requerimientos de los mercados financieros hacen que los precios de un mercado de entrega inmediata de sólo energía no sean suficientes para producir los incentivos para inversión en generación nueva y/o la disminución del consumo para acomodarse a las restricciones de capacidad. Por consiguiente, es necesario un suplemento a los precios del mercado de sólo energía para viabilizar las inversiones requeridas para mantener el suministro en el largo plazo, en forma de cargos por capacidad o mercados por capacidad, lo que se ha dado en llamar suficiencia de la oferta.

Antes de continuar, es importante recordar la diferencia entre seguridad y suficiencia. Por seguridad se entiende la capacidad del sistema de generación y transmisión para afrontar contingencias, salidas súbitas de plantas o líneas, sin afectar el servicio. Se refiere, por tanto, al corto plazo y tiene una connotación de bien público pues un colapso del sistema afecta por igual a todos los participantes en el mercado. Suficiencia, por el contrario, es la capacidad para abastecer a todos los consumidores en todo momento, ahora y en el futuro, y se refiere al largo plazo. En lugar de las fallas súbitas la suficiencia se ve afectada por la incertidumbre en la demanda futura y en los tiempos de entrada de nuevas plantas y tiene características de bien privado, pues cada consumidor podría, en principio, escoger el nivel de riesgo tolerable para sí y en consecuencia procurar los medios para cubrirse del mismo. Aunque todos están de acuerdo en que la seguridad es un bien público, el tipo de solución que asegure la suficiencia dependerá del

grado en que se acepte que la suficiencia es un bien privado en el que cada cual debe procurarse su cobertura.

Aquellos que aceptan que la suficiencia no es un bien público razonan que estas características de demanda inelástica, altos costos de almacenamiento, intensidad en capital y largos plazos de construcción también existen en otras industrias, como el transporte aéreo, la sanidad y los teléfonos celulares, que no tienen necesidad de estos instrumentos porque los consumidores se protegen de estos riesgos a través de contratos a término o porque pueden soportar los costos de racionamiento. Según Wolak (2004a), los dos mejores argumentos para justificar la necesidad de acciones adicionales con miras a asegurar la suficiencia en un mercado de energía competitivo son herencia del antiguo régimen: las tarifas están diseñadas de tal forma que los consumidores no pueden aprovechar los beneficios que un sistema de tiempo real les proporcionaría, y los topes de precios en los mercados de corto plazo por debajo de la disposición a pagar de los consumidores para restringir su consumo llevan a una limitación del potencial de los productores para aprovechar los precios altos y del interés de la carga para buscar cobertura del riesgo de precio a través de contratos a término.

Siguiendo esta línea de pensamiento, Joskow (2005) sugiere que un conjunto de limitaciones existentes en los diseños de los mercados del este de Estados Unidos explicarían por qué los mercados de sólo energía no han sido suficientes para remunerar los costos fijos de unidades de punta. Según ese autor, dichas limitantes incluyen los topes de precios y el tipo de mecanismos usados para mitigar el poder de mercado, los precios bajos durante condiciones de deficiencia de reserva operativa debido a dificultades de ejecución, el uso de medidas administrativas en lugar de precios para racionar y otra serie de medidas que se toman como resultado de una valoración excesiva de los criterios de seguridad en la generación. Joskow (2005) concluye recomendando que la primera línea de actividad debiera ser continuar trabajando con el objetivo de eliminar estas restricciones; sin embargo, dado el largo tiempo que puede tomar podrían ser aceptables, en forma temporal y como válvula de seguridad, algunas intervenciones reguladoras del tipo de los mercados por capacidad que se describen más adelante.

Las intervenciones reguladoras recomendadas por los expertos distan mucho de ser uniformes, y son objeto de continuas polémicas. Van desde los cargos por capacidad vigentes en algunos países de la región, como Argentina, Bolivia, Colombia, Chile, Perú y República Dominicana, a diferentes variantes de mercados de capacidad, de corto plazo en el este de

Estados Unidos y de mediano plazo en Guatemala y Panamá, pasando por los mercados de contratos de largo plazo o el uso de otros instrumentos de cobertura (Wolak, 2004a; Oren, 2004) o la compra de contratos de muy largo plazo mediante subastas periódicas centralizadas del tipo de las adoptadas recientemente por el Gobierno de Brasil y descritas en el capítulo 3.

### Los cargos por capacidad y los mercados de capacidad

Si aceptamos que la capacidad instalada puede considerarse un producto diferente de la energía producida por ella misma, entonces los incentivos complementarios para la construcción de nuevas plantas podrían darse ya sea a través de precios, por medio de pagos por capacidad (lo que Finon, 2004, llama la solución pigouviana) o definiendo la cantidad mediante obligaciones de capacidad que se pueden adquirir en un mercado por el producto (la solución coasiana según dicho autor). En el cuadro 7.1 se resumen algunas características de modelos que utilizan estas modalidades en el mundo. Ejemplos de la utilización de precios incluyen el cargo *uplift* del mercado antiguo de Inglaterra y Gales, y las diferentes variantes latinoamericanas que, siguiendo el ejemplo de Chile, consideran un pago a la capacidad igual al costo de la unidad eficiente para servir la punta; algunos de estos cargos se conceden simplemente por tener capacidad disponible y otros por energía generada. Los mercados de capacidad utilizados en el este de Estados Unidos y en Guatemala, en diferente modalidad son ejemplos de la solución de cantidad.

### Los cargos por capacidad (CC)

Oren (2004) analiza la racionalidad empleada para utilizar este tipo de cargos empezando por el trabajo desarrollado dentro del marco de un monopolio regulado de Boiteaux (1949) con el objeto de diseñar tarifas eficientes. En dicho trabajo se consideran dos factores de producción, energía y potencia, y se llega a la conclusión de que la tarifa óptima debería ser igual al costo marginal de generación en cada hora suplementado por un pago por capacidad impuesto en el período de punta. En un sistema equilibrado, en que los costos y tamaños de las plantas de generación son tales que se acomodan exactamente a las necesidades de la demanda, el precio sombra de remuneración en la punta sería igual al costo de la unidad

**CUADRO 7.1** Comparación de métodos de pagos por capacidad existente

Cobro a		Definición precio	Cantidad	Incentivos
Cargos por capacidad				
Chile	Pago por todos los que retiran energía	Costo de turbina de gas	Valor máximo de la demanda anual incluidas las reservas. Asignada entre los generadores que oferten de acuerdo a su eficiencia	Es una compensación a la capacidad instalada. Independientemente de que se use en momentos críticos. No ofrece incentivos para controlar el poder de mercado
Argentina	Sobrecargo a energía en las horas punta. Traslado a consumidores en forma uniforme	Costo de turbina de gas	La reciben los que sean despachados	Distorsiona el mercado de energía. Los generadores ofertan por debajo para ser despachados. No ofrece incentivos para controlar el poder de mercado
Colombia	Pago por toda la demanda como un sobrecosto	Costo de turbina de gas	Proyección de demanda más un margen. Asignada a generadores despachados en simulación de situaciones hidrológicas extremas, con ajustes adicionales.	Pagado mensualmente; obligación de ofertar. Pierde el pago si es despachado y no está disponible. Sin incentivos para controlar el poder de mercado. Dependiente parámetros que son altamente disputados.
Mercados de capacidad				
Guatemala	Todos los consumidores	Licitación pública por contratos por un año. Mercado de ajustes por capacidad	Demanda máxima proyectada. La reciben los ganadores de la licitación	Oportunidades para ejercer poder de mercado.
PJM	Toda la carga	Resultado de las subastas mensuales. Precio de la unidad marginal	Todos los que participan en el mercado y cuya oferta sea aceptada	No hay sanción por no estar disponible cuando se necesita. Los precios son cero o infinito. Oportunidades para ejercer poder de mercado
LICAP (locational installed capacity)	La carga de cada zona	Función de precios definida a priori, máximo dos veces los costos de TG. Precio definido por capacidad disponible	Todos aquellos cuya oferta sea aceptada. La oferta no fija el precio	A pesar de corregir algunos problemas, no impone suficientes sanciones por falta de disponibilidad

marginal. Posteriormente, introduce el concepto de incertidumbre y define los productos como energía y confiabilidad permitiendo de esta manera justificar el pago durante todas las horas del día y aún a plantas que no se estén usando pero que contribuyan a la confiabilidad, como ocurre con el concepto de *uplift* empleado en Inglaterra y Gales (Chao, 1983). Es posible demostrar, en un contexto determinístico y con un sistema en equilibrio, que si en un mercado se compensa a cada generador de acuerdo con los costos marginales vigentes en cada momento, entonces los pagos no alcanzarán para cubrir todos los costos fijos de un sistema en equilibrio porque quedaría un faltante equivalente a los costos fijos de la tecnología de pico para cada unidad de capacidad (Oren, 2004). Partiendo del supuesto de que en un sistema en equilibrio el costo marginal de la unidad de capacidad sería igual al costo del valor previsto de la energía no servida, se argumenta que los pagos necesarios para compensar todos los costos de los generadores podrían utilizar cualquiera de los dos valores. Nótese que el pago por capacidad sería innecesario si se paga al generador durante las horas de falla el costo de la energía no servida, que en las publicaciones especializadas se conoce por la sigla inglesa VOLL (*value of loss load*), y en este caso tendría mejores propiedades puesto que cuando se paga un cargo por capacidad éste se recibe independientemente de que la planta entregue energía o no, lo que podría dar lugar a exceso de capacidad instalada. Además, si se compensa únicamente durante los períodos de falla la carga tiene el incentivo de participar en el mercado porque, si no hay corte, entonces no tiene que pagar el sobrecosto. Sin embargo, la determinación rigurosa del VOLL es muy complicada y no habría la certeza de dar las señales correctas, lo que podría dar lugar a sobreestimar o subestimar la inversión, además de ser susceptible de manipulaciones, como ocurrió en el sistema antiguo de Inglaterra y Gales y que llevó a su eliminación. Oren (2004) razona que la utilización de reservas para satisfacer necesidades de suficiencia pagándolas a los costos marginales de energía de las reservas equivale a un subsidio de la seguridad a la suficiencia.

La solución de remunerar independientemente los servicios de capacidad firme sobre la base de los costos de la unidad eficiente de punta, propuesta inicialmente en Chile, podría aparecer como una aproximación más conveniente a primera vista comparada con la utilizada en el sistema antiguo de Inglaterra y Gales, pero comparte los problemas comúnmente identificados en este tipo de soluciones. Si bien es cierto que contribuye a compensar la limitación de las rentas de escasez de los productores

ocasionada por un mercado basado en costos, no está orientado a facilitar la entrada de nuevos competidores sino a compensar a los establecidos. Se observan diferencias entre los incentivos que tienen que darse para que una planta no se retire y los que requiere la construcción de nuevas unidades. La capacidad no es un producto real pues no tiene valor intrínseco, su demanda queda fijada administrativamente, no refleja un compromiso de entrega de energía en un lugar y a un precio dado, y en general carece de incentivos fuertes para que las unidades generadoras estén disponibles cuando las requiera el sistema. El divorcio entre potencia y energía incentiva el comportamiento oportunista de generadores y puede deprimir el precio de energía dando lugar a más consumo y sobreinstalación. Cuando la remuneración por capacidad está asociada al despacho, como en Argentina, esto incentiva a los generadores a reportar costos por debajo del costo marginal para así recibir los CC, dando lugar a la necesidad de perpetuar dichos cargos. En otras partes, como en Perú, en donde los generadores no pueden declarar por debajo del costo marginal, el esquema ha producido un sobreequipamiento. Una crítica común a todos los esquemas de este tipo es que ignoran la naturaleza del producto requerido. La carga no demanda capacidad sino energía en momentos y en sitios determinados y el remedio debe atender esas necesidades. Así, un sistema hidráulico está restringido por energía en el período de sequía aunque pueda tener suficiente capacidad para atender la punta diaria.

La forma como se asignen los cargos a los generadores puede dar lugar a resultados no deseados en la configuración del parque de generación, además de ser altamente controvertible y ocasionar continuas polémicas entre los generadores que se disputan su asignación. Tratando de acomodar el concepto a la situación de un sistema predominantemente hidráulico y afectado por los pseudociclos de sequías originados por el fenómeno de El Niño, los colombianos diseñaron un complicado método administrativo que simulaba la operación del sistema en condiciones de hidrología crítica para remunerar a los generadores que fueran despachados en los meses secos. Como ya se indicó, el método dio lugar a manipulaciones y a continuas polémicas sobre la naturaleza de los parámetros que había que utilizar pues pequeñas desviaciones daban lugar a grandes transferencias entre generadores térmicos e hidráulicos. Además, los pagos a los generadores y la ausencia de sanciones por falta de cumplimiento no garantizaban que éstos estuvieran disponibles en los momentos requeridos.

Para aplicar el concepto es preciso definir en primer lugar cuál es la capacidad acreedora de dicho cargo y enseguida encontrar una forma para priorizar su asignación entre los generadores existentes. Los proponentes del sistema chileno sugieren remunerar una capacidad igual a la demanda máxima anual requerida y definir para cada planta en forma independiente la capacidad firme que puede atender con determinada confiabilidad. Como se verá más adelante en la discusión de los mercados de capacidad, esta determinación es arbitraria y no representa la probabilidad de que una capacidad determinada esté disponible cuando se la llame a despacho. La estimación de la demanda total por remunerar representa también una decisión arbitraria que lleva implícito un valor de VOLL. Cuando la sumatoria de las capacidades firmes sea superior a la demanda máxima proponen asignar esa última a las plantas más eficientes, y alternativamente sugieren que se puede asignar prorata a las capacidades individuales. Una asignación de acuerdo al primer método claramente lleva a una distorsión del parque generador. Este fue el caso de Colombia, como ya se indicó anteriormente. Allí, en situaciones de exceso de capacidad y energía, un generador térmico con turbina de gas optó por añadir un ciclo de vapor para poder calificar para el cargo por capacidad. Tal como se aplica el sistema en Chile y sus seguidores, el cargo por capacidad cubre también las necesidades de reserva y no existe una remuneración de servicios auxiliares en forma independiente. Este es un defecto importante que ha sido señalado por Pollitt (2004) y que discrimina en contra de plantas hidráulicas.

Los cargos de capacidad a menudo se defienden con el argumento de que son necesarios para permitir mercados de corto plazo con topes de precio bajos e ignoran que puedan existir otros instrumentos para lograr el objetivo, como se indicará más adelante. Igualmente se afirma que no importa la sobreinstalación porque existe asimetría entre los costos de sobre o subequipar. Este argumento pasa por alto que los problemas se han presentado no por falta de capacidad sino por falta de energía.

### **Los mercados de capacidad**

En el sistema adoptado en los mercados del este de Estados Unidos los compradores mayoristas, comercializadores o grandes cargas tienen la obligación de mantener contratos por una cantidad suficiente de capacidad para satisfacer sus necesidades, lo cual se conoce por la sigla inglesa ICAP (*installed capacity*), y adquirirla en un mercado establecido para tal fin. Tan-

to la forma de determinar la obligación como el período de vigencia de la misma varían según el mercado y han evolucionado en el tiempo. Los proponentes argumentan que en un sistema en el que la curva de demanda por capacidad es vertical y la curva de oferta es horizontal, es mejor controlar por cantidad que por precio; de ahí la sugerencia de establecer las obligaciones para contratar.

Los mercados que adoptaron este sistema, incluido el PJM, el mayor del este de Estados Unidos, han experimentado importantes problemas en su implantación que han sido descritos ampliamente en las publicaciones (Ott, 2005). La capacidad instalada es algo que no puede variarse significativamente sino en el largo plazo mediante inversión y los mercados existentes han sido concebidos en el muy corto plazo. En el corto plazo los precios de un mercado de capacidad son cero o infinito dependiendo de la disponibilidad, lo que da lugar a violentas fluctuaciones en los precios y a propiciar oportunidades para ejercer poder de mercado (Creti y Fabra, 2004; Cramton y Stoft, 2005). Además, al igual que en el caso de los CC, su determinación es arbitraria y es muy fácil equivocarse. La determinación de la cantidad por contratar se hace basándose en criterios de confiabilidad de ingeniería que tienen poco asidero en la disposición a pagar de los usuarios y en las condiciones del mercado. Un valor muy alto de VOLL puede llevar a remunerar en exceso la capacidad y deprimir el valor del mercado de entrega inmediata. También existe el problema de la determinación de la capacidad confiable por remunerar a cada generador. La mayoría de los sistemas, tanto en Estados Unidos como en Latinoamérica, utilizan un criterio que no mide la disponibilidad efectiva de la planta sino su disponibilidad relativa a las expectativas que se tienen de ella. Una planta que nunca es despachada podría tener una capacidad remunerable muy alta comparada con otra que sí lo es. Esto no es indicativo en absoluto de la probabilidad de que la primera esté disponible cuando se le llame a despacho. Al igual que en el caso de los cargos por capacidad, se remunera el producto equivocado, y los generadores que reciben el cargo no tienen obligaciones de ofertar ni tener energía disponible en un momento dado.

Los mercados de capacidad han venido modificándose para responder a algunas críticas. Así, el plazo de contratación se ha extendiendo, de diario hasta estacional, entre otros. En California se propuso cambiar el producto por uno que reflejara mejor el concepto de confiabilidad, llamado ACAP (*available capacity*), que tendría duraciones variadas y se ofrecería en los mercados del día siguiente de energía, pudiendo ser atendido tanto por

generación como por manejo de carga. A pesar de los intentos de mejorar el producto los críticos no lo consideran como una solución efectiva en el contexto del mercado (Wolak, 2004a; Oren, 2004).

A pesar de los problemas que presenta este tipo de soluciones, algunos autores reconocen que, mientras no se avance lo suficiente en remediar las fallas fundamentales de los mercados existentes, que impiden la apropiación de rentas legítimas de escasez para recuperar costos de unidades marginales y adoptar una cobertura de riesgos adecuada, sería deseable adoptar en forma temporal, como una válvula de seguridad y no como un mecanismo permanente, una obligación de capacidad que fuera coherente con un criterio de confiabilidad para garantizar ingresos a los generadores siempre y cuando cumplan algunas características (Joskow, 2005). En el concepto del autor esta obligación debería: (i) ser coherente con la evolución continua del mercado de entrega inmediata y con la participación de la demanda en el mercado; (ii) el precio pagado por la capacidad (rentas de la unidad de punta) debe ser bajo cuando la capacidad actual es mayor que un umbral  $K$  deseable y deben ser altos cuando la capacidad es significativamente menor que  $K$ , siendo iguales en el promedio al costo de la capacidad de punta; (iii) los pagos por capacidad deben ser netos de las rentas de escasez de las unidades de punta; y (iv) la demanda debe observar un pago coherente con el VOLL que sustenta el margen de reserva y con los supuestos del costo de la unidad de punta.

El regulador federal de Estados Unidos, Federal Energy Regulatory Commission (FERC), aprobó en 2005 una nueva propuesta del administrador del mercado de Nueva Inglaterra llamada LICAP (*locational installed capacity*), descrita en un artículo de sus autores (Cramton y Stoft, 2005), que utiliza un procedimiento administrativo para responder a las críticas que se hacen a los mercados de capacidad. Los autores argumentan que su propuesta contribuye a solucionar los problemas mencionados en los mercados de capacidad existentes y cumple algunas de las condiciones sugeridas por Joskow (2005): (i) remunera solamente la capacidad que contribuye a la confiabilidad demostrada por desempeño durante las horas en que hay deficiencia de reservas operativas; (ii) responde a las condiciones de mercado, creciendo cuando y donde la capacidad escasea y disminuyendo a cero cuando es abundante; (iii) evita el poder de mercado en el mercado de capacidad pagando el precio correspondiente a la capacidad real en lugar de la capacidad ofertada, de manera que los generadores no pueden aumentar los precios retirando oferta; y (iv) controla la apropiación de rentas en las

horas de punta (las ganancias de corto plazo de energía y de reserva de una unidad de referencia son sustraídas del pago por capacidad), suprimiendo así el poder de mercado en el mercado de energía de entrega inmediata.

En pocas palabras, la propuesta de Cramton y Stoft (2005) es equivalente a un cargo que restituye a los generadores el valor esperado de las rentas de escasez que tendrían en caso de que el mercado funcionara en forma efectiva mediante procedimientos administrativos que tratan de simular las condiciones en que las recibirían, pero que permiten una suavización y minimizan incentivos para ejercer poder de mercado. La propuesta establece procedimientos para garantizar que aquellos que reciban el pago efectivamente estén disponibles en los momentos y en los tiempos en que los requiere el mercado, para seleccionar a los generadores, para estimar la magnitud de la renta de escasez que logran captar los generadores que reciben el pago y para suavizar los pagos mediante una función de demanda. Como siempre, el problema está en los detalles, como vemos a continuación.

Algunos críticos (Oren, 2005) comentan que, si bien el LICAP es un avance respecto a los diseños existentes, no resuelve todos los problemas comunes a este tipo de obligaciones. La propuesta mantiene una asimetría entre las obligaciones del prestador de la capacidad y el consumidor. En efecto, si el generador no está disponible cuando se lo despacha sólo pierde el pago correspondiente a ese período y no deja de recibir los pagos en momentos en que estuvo disponible aun cuando su participación no fuera despachada, lo que Oren compara con la situación que ocurriría cuando se roba un auto en un parqueadero y el dueño sólo recibe como compensación el reembolso del pago de la tarifa del parqueadero. Igualmente, su aplicación exige complicadas estimaciones de disponibilidad a efectos de definir el pago, que paradójicamente se criticaba en los diseños iniciales.

Por otra parte, los mismos autores exponen que si bien el mecanismo propuesto provee un incentivo para la inversión al compensar por la imposibilidad de captar las rentas de escasez en el mercado de energía, no hay seguridad de que sea una alternativa de mínimo costo para lograr los objetivos ni tampoco está claro cuál es el producto que se compra. Además, si bien proporciona incentivos para los generadores establecidos, no ataca en forma directa el problema de las nuevas inversiones.

Oren (2005) considera que la función de demanda determinada del LICAP tiene una forma similar a la que resultaría de un sistema de cobertura de riesgo basado en opciones de compra. El objetivo de esta forma es

permitirle al operador del sistema contratar a precios menores la capacidad adicional a la despachada que cubra la incertidumbre. Pero, al contrario de una opción de compra, estos precios no reflejan un valor intrínseco porque el producto vendido representa una opción de compra que está siempre ejercida, ya que la energía producida se ofrecerá al precio del mercado de entrega inmediata y, por tanto, no representa ningún costo de oportunidad para el vendedor. Igualmente, al contrario del caso de la opción de compra, en que el valor de la opción puede ser realizado vendiendo la opción y vendiendo energía a precios iguales o inferiores al precio de ejercicio o simplemente vendiendo energía al precio del mercado cualquiera que fuere, el valor del LICAP puede ser realizado únicamente vendiendo obligaciones al operador del sistema, lo que lo obliga a comprar toda la capacidad que le ofrecen y trasladar su costo a la demanda. En el caso de la opción de compra, el operador del sistema puede imponer las obligaciones que se requieran para cumplir los requisitos de confiabilidad y cualquier exceso de capacidad; si bien esto afecta el costo de oportunidad de la opción y su precio, realiza su valor a través del mercado de entrega inmediata de energía al no estar sujeta al límite del precio de ejercicio.

Cramton y Stoft (2005) responden a estas críticas diciendo que si bien existen otras propuestas para complementar la señal de precios del mercado de entrega inmediata, algunas de las cuales se detallan más adelante, no existirá una solución de mercado pura sino hasta que la demanda pueda participar en forma significativa en el mercado y los consumidores puedan comprar el nivel de confiabilidad que más les convenga. Cualquier otra propuesta requeriría utilizar de una forma u otra medidas administrativas. Los mercados de capacidad requieren una estimación del nivel de confiabilidad, mientras que los contratos de largo plazo requieren una definición de los requerimientos por contratar y de las multas por incumplimiento. Por el contrario, las soluciones que involucren la demanda no incentivan un nivel confiable de inversión sino que hacen confiable una serie de inversiones e inducen un nivel de inversiones de costo mínimo. En este caso la confiabilidad es el resultado de una respuesta en tiempo real de la carga, al contrario del caso de la utilización de reservas operativas en las que el nivel de confiabilidad se obtiene mediante un proceso administrativo y no por el mercado. Ambos autores reconocen igualmente que otras alternativas del tipo de las discutidas en la siguiente sección que utilizan opciones de compra son atractivas pero serían difíciles de poner en práctica en un mercado como el de Nueva Inglaterra que comprende varios estados con

condiciones muy diferentes. En particular, Cramton admite que el tipo de solución propuesto estuvo determinado por las restricciones planteadas en las atribuciones de los consultores.

En algunos países de América Latina, como Guatemala y Panamá, los mercados mayoristas adoptaron otras modalidades de obligaciones de capacidad y la posibilidad de un mercado secundario para la misma que difiere de las modalidades adoptadas en el este de Estados Unidos en varios aspectos. En Guatemala, toda la carga, incluidos los grandes consumidores y comercializadores que vendan a clientes no regulados, tiene la obligación de tener contratos por capacidad por lo menos por un año de anticipación. Si alguien no se contrata estará expuesto a los costos del mercado de entrega inmediata, basado en costos, y ocupará la primera prioridad para interrupción (aunque esta amenaza parece difícil de cumplir para clientes dispersos de un comercializador con el desarrollo de la red actual). Existe un mercado de diferencias de capacidad en el cual tanto la carga como los generadores pueden ajustar sus posiciones. Esta modalidad no está exenta de algunos de los problemas reseñados pero por lo menos produce una señal de más largo plazo y ha incentivado nuevas inversiones. En Panamá, existe la obligación de contratar a más largo plazo, a seis años, por potencia o potencia y energía asociada, lo que es más parecido a las obligaciones de contratos de largo plazo que se discuten más adelante.

Con todos los problemas que se presentan en los mercados de capacidad sus críticos están dispuestos a aceptarlos con algunas condiciones como solución temporal y alternativa de última instancia. Oren (2004) sugiere que de ser necesario algún tipo de compensación para suministrar las señales para inversión en generación es preferible establecer requerimientos de capacidad acompañados de un mercado secundario a tener cargos por capacidad.

### Propuestas basadas en el manejo del riesgo

La crisis de California dejó numerosas enseñanzas que, una vez destiladas por los analistas, permitieron llegar a un consenso sobre algunas de las condiciones requeridas para un mercado eléctrico competitivo que sea eficaz en la práctica. Entre estas condiciones destacan que el mercado debería contar con oferta abundante de generación, debería utilizar contratos de largo plazo para comprar la mayor parte de su energía y debería adoptar

medidas severas para mitigar el poder de mercado en el mercado de corto plazo. Siguiendo esta línea de pensamiento en 2003 la FERC propuso el llamado *standard market design* (SMD), que incluye propuestas específicas para asegurarse la abundancia de generación pero da libertad a cada operador de sistema para diseñar sus propios mercados para capacidad instalada o disponible (ICAP o ACAP), reconoce la importancia de los contratos de largo plazo y propone procedimientos para la mitigación automática del poder de mercado (AMP, en su sigla inglesa). Esta propuesta ha recibido numerosas críticas, en particular en lo que se refiere a las medidas propuestas para asegurar la suficiencia y controlar el poder dominante por las razones expuestas anteriormente. Los críticos proponen soluciones alternativas que permitan atacar simultáneamente los problemas de suficiencia y de poder del mercado y volatilidad mediante el uso de contratos de largo plazo y otros instrumentos de cobertura que sirvan para cubrir los riesgos implícitos en los mercados de corto plazo, las cuales si se aplicaran harían innecesarias medidas del tipo de cargos por capacidad o mercados por capacidad.

Ya se indicó antes que los incentivos para reducir el poder de mercado disminuyen significativamente en la medida en que el generador tenga comprometida una parte importante de su producción en contratos de largo plazo al trasladar transacciones al mercado de largo plazo, supuestamente más elástico. La cobertura del riesgo que permiten esos contratos facilita a su vez la entrada de nuevos generadores, y/o incrementa la capacidad instalada y reduce la volatilidad resolviendo tres problemas con un sólo instrumento. Oren (2004) razona que si se plantea el problema como el de encontrar la cobertura adecuada para el riesgo y se cuenta con un mercado que paga por reserva operativa en tiempo real no hay necesidad de cargos por capacidad. Idealmente, la naturaleza de bien privado del concepto de suficiencia llevaría a que cada consumidor busque la cobertura que se acomode a su capacidad de soportar los riesgos, pero acepta que en ausencia de las condiciones para que ello sea posible sería deseable que el operador del sistema se encargara de organizar las subastas para ofrecer este servicio a los comercializadores y participantes que lo demanden.

Según Wolak (2004a), el problema se convierte entonces en cómo incentivar a la carga para que tenga contratada una cantidad suficiente de energía que permita abastecer en todo momento. Esto puede requerir obligar a las comercializadoras a mantener un mínimo de cobertura para su carga estimada. La obligación podría cubrirse mediante diferentes tipos de

cobertura, por ejemplo, por medio de *swaps* que garantizan un precio único o *caps* que garantizan una entrega por debajo de un precio dado y que en retorno requieren el pago de una prima, opciones de compra u otros. Dependiendo de la naturaleza del mercado y el desarrollo de los mercados financieros se tendría una combinación de instrumentos particular.

En principio existen dos maneras para incentivar a los generadores para que tengan contratos a término: unos precios más altos que el promedio o la rebaja del precio de entrega inmediata. El problema es que en estas alternativas se favorece al generador establecido sin atender las necesidades de los nuevos generadores. El desafío es, por tanto, cómo desarrollar un mercado de contratos que produzca los incentivos para la entrada de nuevos generadores. Es preciso también que los comercializadores tengan incentivos para contratar. En gran manera esto depende de la forma como se diseñe el traspaso de los precios a los consumidores regulados, pero en general requiere incentivos más fuertes como una obligación de contratar.

Wolak (2004a) y von der Ferh y Wolak (2002) proponen que el regulador haga periódicamente subastas de productos estandarizados: potencia base (1 Mw/h—24 horas durante toda la semana), potencia pico (1 Mw/h—16 horas seis días a la semana), entregados en nodos específicos de la red para satisfacer las obligaciones. Estas subastas deberían hacerse con la debida anticipación a la entrega para permitir que participen en ellas nuevos generadores y requieren instrumentos jurídicos que comprometan al generador. Una forma de asegurar la seriedad de las ofertas sería que los contratos fueran inicialmente financieros pero se convirtieran en físicos a medida que se acercara la fecha más temprana de entrega. En estos casos los oferentes hacen ofertas por el derecho a suministrar energía. Según los citados autores, el procedimiento permite a los generadores financiar nuevos proyectos al mismo tiempo que los precios obtenidos en las subastas sirven de referencia para establecer las tarifas al consumidor del segmento regulado.

Para que esta solución no produzca un simple traslado del problema de poder de mercado del corto plazo al largo plazo es preciso organizar un procedimiento adecuado para las adquisiciones que podría ser semejante a las subastas usadas para los proveedores a los clientes que decidan no hacer uso de la opción de escoger comercializador en algunos estados de Estados Unidos. Ello implica la adopción de reglas estándar, restricciones en las acciones de los oferentes y la eliminación en lo posible de obstáculos a la participación en las subastas. Von der Fehr y Wolak (2002) sugieren

en su trabajo para el Ministerio de Minas y Energía de Brasil un sistema escalonado en el que las obligaciones de contratar empezarán cerca del 100% en el primer año de la entrega y disminuirán cada año en adelante por un período de  $n$  años. Las compras se harían en subastas centralizadas en las que participarían múltiples demandantes y oferentes. Para que lo anterior sea factible es preciso que el sistema esté acompañado de un mercado secundario que permita a los compradores y a los generadores ajustar sus posiciones, y que asegure a los comercializadores que contratan por los consumidores regulados que se evitará un comportamiento oportunista por parte de éstos últimos entrando y saliendo de su mercado según les convenga. Evitar el comportamiento oportunista de los consumidores podría lograrse con algunas medidas como multas o plazos mínimos de permanencia pero, de cualquier modo, se hace al costo del grado de competencia que sea posible obtener en el mercado al por menor. Sin embargo, dado el consenso que parece existir entre la mayoría de los expertos (Hunt, 2005; Newberry, 2005; Wilson, 2005) sobre el escaso potencial para que los beneficios de la competencia al por menor superen los costos, con la excepción de los grandes consumidores, estas restricciones al mercado minorista no parecen muy importantes.

Las ventajas de utilizar las opciones de compra de energía como instrumentos de cobertura están descritas en Oren (2004 y 2005) y en Chao y Wilson (2004). Estos últimos autores analizan en detalle las contribuciones al logro de los tres objetivos —control de poder de mercado, incentivos de inversión y volatilidad— que proporcionaría la adopción por parte de la demanda (grandes clientes o comercializadores) de un portafolio de opciones de compra que cubrieran una gama amplia de *precios de ejercicio*. El espectro de precios de ejercicio pone un techo al precio de entrega inmediata, que depende de la demanda, y a cada precio la demanda residual de las opciones de más bajo precio es más elástica que la demanda agregada, lo que conduce a una maximización del bienestar si cada empresa mantiene cubierta con opciones de compra una porción significativa de su carga. Ejercicios de simulación de mercados realizados con el modelo STEM, desarrollado para tal efecto (Enriken, 2005), demuestran en forma experimental la disminución significativa en los incentivos para ejercer poder de mercado por parte de los generadores cuando se adopta un diseño de este tipo.

Al igual que Wolak (2004a), los autores mencionados en el párrafo anterior sugieren que cada contrato debería tener un respaldo físico para proteger contra el oportunismo y las debilidades en los sistemas jurídicos, y

el vendedor tiene la obligación de ofertar al mercado de entrega inmediata a precios menores que el precio de ejercicio de la opción. También estipula la celebración de una subasta anual de una cantidad de obligaciones de largo plazo dentro de la gama de precios de ejercicio. Sin embargo, al contrario de las propuestas que obligarían a las comercializadoras a mantener contratos de largo plazo por una porción significativa de su carga, Chao, Oren y Wilson (2005) proponen medidas que hagan más deseable la celebración de contratos de largo plazo para las distribuidoras que sirven como comercializadoras de última instancia. Reconociendo que la gran mayoría de los clientes prefiere pagos estabilizados porque no están en condiciones de manejar su riesgo ni existen instrumentos financieros en el mercado para ello, afirman que las distribuidoras están en mejores condiciones de proporcionar este servicio que las comercializadoras puras siempre y cuando el regulador les asegure los reembolsos y los costos financieros que implica una tarifa estable para los consumidores, porque esto les aseguraría a su vez la obtención de fondos en el mercado financiero a costos más bajos que el capital propio. Sin embargo, es difícil asegurar que los distribuidores contraten en forma eficiente en el mercado, pues para ellos sería más conveniente trasladar simplemente los costos del mercado de entrega inmediata. Si contratan a largo plazo corren el riesgo de cantidad, ya que los consumidores podrían pasarse a otros comercializadores en épocas de precios bajos, además del riesgo del precio. Los mencionados autores sugieren que esto se puede remediar mediante el establecimiento de cargos a los clientes por cambiar de proveedor que compensen el riesgo de cantidad y por un sistema de regulación por desempeño que les permita compartir las ganancias de contratar por debajo del mercado de entrega inmediata.

Finalmente, en un artículo contestatario, Finon (2004) del Centre International de Recherche sur l'Environnement et le Développement (CIRED) en París, manifiesta su acuerdo con los contratos de largo plazo, pero insiste en que el problema es cómo hacerlos lo suficientemente largos sin tener mercado cautivo, ya que ello requeriría permitir la integración entre generación y comercialización. Según el autor, en mercados menos maduros el sector debería organizarse pensando en primer lugar en atender las necesidades de la expansión. Si se adoptan modelos competitivos, éstos deberían incorporar la contratación de largo plazo. Argumenta que dado que el modelo de comprador único requiere condiciones especiales y el monopolio verticalmente integrado carece de incentivos para eficiencia es preciso continuar con soluciones híbridas que busquen la coordinación

de inversiones en el largo plazo y disminuir el riesgo al inversionista dándole salida a los productos. En otras palabras, una solución del tipo de la adoptada por el gobierno de Lula en Brasil.

### **Los problemas prácticos para ajustar los mercados en América Latina y el Caribe**

Como se indicó en el capítulo 2, muchos países de América Latina y el Caribe, región pionera en el desarrollo de mercados eléctricos competitivos, se encuentran en este momento revisando sus diseños iniciales para efectuar los ajustes que les permitan lograr los tres atributos, eso es, el control de poder de mercado, menor volatilidad en precios y mayores incentivos para la inversión. En los capítulos 4 y 5 se describen en detalle las dificultades experimentadas por Colombia y El Salvador para conseguir este ajuste debido a la importancia de las condiciones iniciales y las inflexibilidades que éstas introducen. No es posible modificar el diseño inicial sin incurrir en costos encallados y compensaciones para aquellos que se sienten perjudicados en sus intereses con el cambio de reglas del juego. Las características específicas de cada mercado limitan igualmente las opciones de diseño disponibles. Se ha mencionado en repetidas ocasiones que la viabilidad de cualquier diseño de mercado depende de la existencia de instituciones complementarias requeridas para su funcionamiento y que debe hacerse pensando en el tipo de personas que estarían a cargo de desarrollar sus funciones.

Con estas consideraciones en mente, Wolak (2004a) recomendaba no implantar mercados basados en ofertas de precio de inmediato sino proceder a hacer algunos ajustes en los mercados existentes basados en declaraciones de costos, corrigiendo, por ejemplo, la tendencia a utilizar costos de racionamiento muy bajos en los modelos utilizados para determinar el costo del agua embalsada, que implicaban un apetito por el riesgo que no era compatible con las implicaciones políticas de un racionamiento. También hacía énfasis en tratar de incorporar de alguna manera mecanismos que reflejaran el costo del servicio al consumidor, particularmente en sistemas hidráulicos en donde las variaciones son de tipo estacional, y en la necesidad de diseñar una red de transmisión con criterios económicos, teniendo en cuenta las oportunidades de ejercer poder de mercado local, y no de ingeniería. Naturalmente recomendaba hacer un uso mucho más agresivo de contratos de largo plazo como instrumento para reducir incentivos para ejercer poder

dominante en el mercado y para asegurar señales de inversión adecuadas compatibles con la discusión que se hace en este capítulo. Sin embargo, para poder implantar este tipo de ajustes es necesario también verificar el cumplimiento de las condiciones que las hagan viables, como las que se describen a continuación.

Si bien en la región se han presentado pocos problemas con las liquidaciones de las bolsas de energía, cuando esto ha sucedido han tenido consecuencias muy graves, como el problema ya citado de la resistencia de FURNAS, empresa generadora de propiedad estatal en Brasil, a pagar precios más caros en el mercado de entrega inmediata para cubrir una indisponibilidad de su central nuclear, lo que llevó a una demora de casi dos años para que se pudieran liquidar transacciones en el MAE. Aunque indispensable para todo tipo de mercados, la existencia de mecanismos que garanticen el cumplimiento de los contratos puede ser más crítica en algunos casos. Aun en mercados de países desarrollados con una buena tradición jurídica, son raros los contratos a muy largo plazo. En general la existencia de costos de transacción impuestos por el hecho de que todo contrato es incompleto y que es imposible cubrirse para todos los riesgos hace que la duración de los mismos rara vez exceda 10 años y cuando lo hacen es mediante arreglos complicados e inflexibles del tipo PPA (Chao, Oren y Wilson, 2005). Estos autores afirman que los riesgos sistémicos que afectan el sector eléctrico inevitablemente implican que los resultados de contratos *ex post facto* puedan parecer desfavorables comparados con las transacciones en el mercado de entrega inmediata, por lo que una mayor participación de contratos de largo plazo depende del diseño de contratos innovadores con opciones para mitigar tales riesgos.

Estas dificultades aumentan si para cumplir los contratos se contempla la construcción de plantas nuevas, cuya entrada en operación a tiempo se requiere para abastecer el crecimiento de la demanda, o el vendedor no cuenta con el debido respaldo financiero en países con instituciones débiles en los que el imperio de la ley no está bien establecido. De aquí la sugerencia de von der Fehr y Wolak (2002) de tener contratos inicialmente financieros pero que, a medida que se acerque el tiempo de entrega, se conviertan en físicos, y las medidas adoptadas en el nuevo modelo brasileño para contratar la generación nueva entre todas las distribuidoras reguladas en proporción a su carga. A medida que se fortalezcan los sistemas jurídicos en los países este problema será menos severo pero deben tenerse en cuenta mecanismos complementarios que protejan contra este riesgo.

Existe otra preocupación para utilizar las opciones de compra como instrumento de cobertura en un mercado basado en costos, ya que el tope de precios implícito en ellos dificultaría establecer el costo de la opción. En estos casos sería necesario establecer requisitos especiales sobre el tipo de portafolio de contratos que debería tener cada comercializador para incluir algunos que protejan contra estas eventualidades y permitan recobrar los costos a las unidades que sirven la punta, o complementar el sistema con un mercado de reserva operado por el operador del sistema.

En algunos mercados de la región, como es el caso de Guatemala, la demanda tiene obligación de contratar capacidad por lo menos por un período de un año. En Panamá los plazos son más largos pero pueden contratar por capacidad solamente o por capacidad y energía asociada. Algunos aducen que la ventaja de contratar por capacidad es que así se evita el problema de comparar fuentes diferentes de energía cuyos precios variables son difíciles de predecir, en particular en el caso de los combustibles fósiles, pero como ya se anotó anteriormente el producto que le interesa a la carga no es capacidad sino energía entregada en un momento y lugar determinados. Sin embargo, queda pendiente la pregunta de si los generadores estarán en condiciones de tomar la cobertura del riesgo de los precios del combustible para períodos de contratación muy largos y la extensión de los contratos requerida por las necesidades de *Project Finance*.

Los generadores se quejan de que no es posible obtener coberturas de riesgo de combustible por tiempos que serían compatibles con las necesidades del mercado y prefieren que el riesgo sea asumido por los consumidores mediante cláusulas de escalamiento. La respuesta convencional es que el riesgo debe asignarse a la parte que esté en mejores condiciones de mitigarlo y resulta evidente que en este caso serían los generadores. Por otro lado, cuando los analistas hablan de contratos de largo plazo se están refiriendo a un horizonte máximo de 4 o 5 años, período que a todas luces parece insuficiente para los financiadores de proyectos que no estén respaldados por el balance de los inversionistas. Hasta el momento los inversionistas que utilizan esta clase de financiamiento arriesgan un monto de capital propio relativamente pequeño, el 25% de los costos de inversión de capacidad, que en el caso de las turbinas de gas representa igualmente una proporción pequeña del costo total de la electricidad, y los financiadores piden que como mínimo se comprometa en contratos de largo plazo un monto que permita cubrir la operación y el servicio de la deuda. Si los contratos se hacen por

energía los prestamistas tratan de que el costo de la cobertura del riesgo de combustible también esté incluido.

Existen diversas variables para ajustar la ecuación de financiamiento que no necesariamente pasan por la extensión de los contratos, que de todas maneras tienen incertidumbre como lo han demostrado en el pasado en el caso de los PPA que han tenido que ajustarse por razones de tipo macroeconómico en varios países. Como se indicó antes, las necesidades de los prestamistas son menores a medida que los inversionistas asumen un mayor riesgo, ya sea con el respaldo de su balance o aumentando su aporte de capital propio, necesidad clara para los proyectos hidroeléctricos en los que la gran mayoría de los costos son de inversión. Cuando el riesgo regulador y el de mercado son bajos los prestamistas pueden estar dispuestos igualmente a rebajar sus requerimientos de plazos. Los ajustes a la ecuación implican probablemente mayores costos pero deben compararse con los costos alternativos de una cobertura para los precios de combustibles obtenida en el mercado.

En algunos países de la región se discute un escalamiento para el componente de energía independientemente del origen de la misma, que se establecería con referencia a la evolución de un índice de combustibles elaborado para el caso trasladando de esta manera una parte muy importante del riesgo al consumidor y creando el peligro de que se distorsione la selección de proyectos por una mala selección del índice, en particular cuando existe un componente hidráulico o renovable importante. Paradójicamente, en estas condiciones la incertidumbre en los precios de los combustibles es una consideración más importante en la elaboración de las ofertas por capacidad para el generador hidráulico y/o con otras fuentes renovables que para el generador térmico. Naturalmente que la importancia de estas distorsiones depende de la participación de cada fuente en el inventario de posibles avances.

En varias ocasiones se ha destacado la importancia de instituciones independientes para la vigilancia del mercado (Wolak, 2004b; Arizu, 2003). Sin embargo, el diseño adecuado de los mecanismos de vigilancia del mercado tampoco es trivial. En un mercado en el que algunos generadores cuenten con fuertes incentivos para ejercer poder de mercado, éste será ejercido en la primera oportunidad posible y siempre existirá la duda, independientemente del grado de sofisticación del modelo utilizado para demostrarlo. Ya se mencionó que este proceso siempre es contencioso y debe evitarse al máximo eliminando las oportunidades para ejercerlo. Su-

poniendo que se ha hecho lo posible para lograrlo, surge el problema de qué procedimiento hay que emplear dadas las capacidades institucionales y técnicas del país. En general, como se anotó antes, aun cuando exista la capacidad técnica siempre existirá la duda de que el monitoreo sea objetivo, por lo que sería deseable que el proceso estuviera al menos supervisado por expertos internacionales del más elevado prestigio. Luego viene la decisión de cuánto gastar y de si se utilizan los modelos adecuados. El estado de los conocimientos está en un flujo continuo y todos los días se producen nuevos avances por lo que existe el peligro de que los países hagan inversiones muy grandes en programas informáticos que rápidamente pasen a ser obsoletos o que gasten más de lo necesario dadas las características de su problema. Otro riesgo es que se invierta demasiado en el procesamiento de datos cuando la finalidad última, que es hacer transparente y conocida la información para todos los interesados y afectados de manera que se produzca un control interno, no se desarrolle o que éstos no estén en condiciones de utilizar la información obtenida.

## Enseñanzas

- La competencia no se asegura simplemente con derechos de propiedad establecidos y la retirada del Estado. Dada la especificidad de los mercados, para que sea productiva es necesario que los competidores dediquen todos sus esfuerzos a disputarse las ganancias en el margen a través de mejoras en productividad o tecnología y no los desperdicien tratando de obtener rentas o de burlar el sistema para aprovecharse de sus posibles errores. Esto hace necesario diseñar cuidadosamente los mercados para que los competidores tengan los incentivos correctos, de lo contrario se gastarían infinidad de recursos en la vigilancia y la sanción con resultados discutibles.
- La adopción de una solución particular en la mayoría de los mercados está dominada por las condiciones iniciales y por los desafíos que es menester atender. Sin embargo, la inercia hace que estas soluciones tiendan no sólo a perpetuarse cuando cambia el contexto sino a reproducirse en otros contextos que no obedecen necesariamente a las mismas restricciones.

- El problema de un mercado defectuoso es que cuando se trata de corregirlo encontrará una oposición cerrada por parte de las organizaciones que se beneficiaban del sistema de incentivos que proponía este diseño. No será fácil convencerlos sin proporcionar por lo menos algún tipo de compensación. Siempre argumentarán que se están cambiando las reglas del juego y que esto hará aún más difícil la participación del sector privado en el futuro. Pues bien, el punto aquí es cómo poder hacer cambios que no den esta impresión y que atraigan los nuevos participantes sin tener que pagar las rentas excesivas de aquellos que se benefician de un diseño original defectuoso. El problema se complica si el acervo institucional existente representa una experiencia que no es favorable al cambio.
- En un mercado eléctrico competitivo con estructura adecuada, en un país que cuente igualmente con instrumentos financieros desarrollados, los pagos por sólo energía serían suficientes para incentivar la inversión en la nueva capacidad que fuera socialmente deseable; los consumidores y productores tendrían la oportunidad de seleccionar los instrumentos de cobertura de riesgos que permitirían la estabilidad requerida por el inversionista. Sin embargo, dadas las restricciones tanto técnicas como políticas existentes en los mercados, sería ingenuo pensar que es posible llegar a la tierra prometida sin pasar antes por el desierto de las intervenciones reguladoras. No obstante, en este caso no todos los caminos conducen a Roma y los viajeros sensatos no deben escatimar esfuerzos para evitar las rutas peligrosas y nunca perder su norte.
- Los cargos por capacidad complementando el precio de la bolsa contribuyen a facilitar la inversión pero a costa de otros efectos indeseables que no garantizan que sean la mejor solución a los problemas planteados. Los mercados de capacidad encuentran problemas similares.
- Los instrumentos de cobertura permiten a la vez dar señales al inversionista y limitar el poder de mercado pero no están exentos de intervenciones administrativas. La propuesta de establecer obligaciones de cobertura con proporciones decrecientes en el tiempo, y/o la subasta simultánea de energía a largo plazo con contratos financieros que se vuelven físicos en las proximidades de la entrega, acompañada de un mercado por reservas y servicios auxiliares (Wolak, 2004a), aun-

que no probadas en nuestro medio, ofrecen posibilidades siempre que su diseño sea coherente con las restricciones de contratación vigentes e incluya un proceso de transición bien concebido.

- La propuesta de Chao y Wilson (2004) de un portafolio de opciones con una gama de precios de ejercicio y con duraciones diferentes pero con obligaciones físicas es teóricamente interesante, aunque requiere un mayor desarrollo en la parte operativa para que sea eficaz. Podría pensarse en una fase más avanzada del desarrollo de los mercados.
- Los desafíos presentes de la región, en particular los que surgen de su debilidad institucional, exigen pragmatismo en las soluciones y buscar la inversión como prioridad. El problema de los plazos mínimos que harían posible el financiamiento refleja tanto una falla en los modelos de financiamiento de los proyectos adoptados como una falta de credibilidad en los mercados incipientes y en constante evolución. En definitiva es un problema de cómo asignar los riesgos a quienes estén en mejores condiciones para adoptarlos, teniendo en cuenta que toda cobertura lleva asociada un costo, y continuar trabajando en el fortalecimiento de las instituciones para reducir los costos de protección a lo largo del tiempo.
- El nuevo diseño del mercado en Brasil reduce el riesgo de los nuevos inversionistas a costa de pérdida de flexibilidad. Es intensivo en el manejo administrativo y susceptible a que posibles fallas en la implantación de aspectos críticos produzcan un colapso del modelo. Sin embargo, es necesario mirarlo dentro del contexto de la viabilidad política de las alternativas disponibles en el momento de su adopción y como un ejercicio sujeto a ajustes en la medida en que lo permitan las circunstancias.
- La vigilancia del mercado por monitores independientes y el concepto no obligatorio de expertos sobre medidas reguladoras puede ayudar a dar más credibilidad al proceso regulador y reducir los riesgos de los inversionistas. Los mercados basados en costos son menos exigentes en términos institucionales, por lo menos en las etapas iniciales, pero no están exentos de manipulación.

- Sea cual sea la intervención reguladora adoptada para garantizar la inversión sin menoscabar la suficiencia del suministro, es de crucial importancia que se ofrezca a los participantes del mercado una visión coherente de los principios que regirán su evolución futura en su camino hacia la tierra prometida. Ello incluiría un programa de trabajo que procure exponer los consumidores a las señales de precios, inicialmente los grandes clientes y gradualmente una porción del consumo de los clientes regulados, asegurar el libre acceso a los mercados a aquellos que estén en condiciones de participar, y garantizar una regulación adecuada que proporcione cobertura de riesgos para los consumidores que no están en condiciones de hacerlo. También requiere trabajar para eliminar las restricciones a la contratación de largo plazo y evitar tomar decisiones que cierren la oportunidad para progresar en el futuro, una vez se hayan anulado algunas de las restricciones presentes.

## Referencias

- Arizu, Beatriz. 2003. Market Surveillance in Cost-Based Electricity Markets: Experiences in Latin America. Presentación en el Taller de Mercados de Electricidad, Semana de la Energía del Banco Mundial, febrero de 2003. Washington, D.C.
- Boiteux, Marcel P. 1949. La tarification des demandes en pointe: Application de la théorie de la vente au coût marginal. *Revue générale de l'électricité*.
- Chao Hung, Po. 1983. Peak Load Pricing and Capacity Planning with Demand and Supply Uncertainty. *Bell Journal of Economics*, Vol. 14, pp. 179-190.
- Chao, H. y R. Wilson. 2004. Resource Adequacy and Market Power Mitigation via Option Contracts. Centro de Investigaciones en Electricidad, EPRI. Palo Alto, California.
- Chao, H., S. Oren y B. Wilson. 2005. Restructured Electricity Markets: Revaluation of Vertical Integration and Unbundling. Disponible en línea en: <http://faculty-gsb.stanford.edu/wilson/selected%20working%20papers%20and%20publications.htm>
- Creti, Anna y Natalia Fabra. 2004. Capacity Markets for Electricity. Documento No. 124. University of California Energy Institute, Berkeley, California.

- Cramton, Peter y S. Stoft. 2005. A Capacity Market that Makes Sense. Presentación en la conferencia internacional del EPRI sobre reestructuración mundial de la industria de electricidad. San Francisco, mayo de 2005.
- Entriiken, Robert. 2005. An Agent-Based Simulation of Capacity Options. Presentación en la conferencia internacional del EPRI sobre reestructuración mundial de la industria de electricidad. San Francisco, mayo de 2005.
- Finon, Dominique. 2004. Incentives to invest in liberalized electricity industries in the North and the South. Differences in the need for suitable institutional arrangements. Documento de trabajo. CIRED, Nogent sur Marne (Cedex), Francia.
- Hunt, Sally. 2005. What Have We Learned? Presentación en la conferencia internacional del EPRI sobre reestructuración mundial de la industria de electricidad. San Francisco, mayo de 2005.
- Joskow, Paul. 2005. Why Capacity Obligations and Capacity Markets? Presentación en "The Economics of Electricity Markets". Toulouse, Francia. Disponible en línea en:  
[http://econ-www.mit.edu/faculty/download\\_pdf.php?id=1175](http://econ-www.mit.edu/faculty/download_pdf.php?id=1175)
- Newberry, David. 2005. Different Paths to Reform in the U.K. Presentación en la conferencia internacional del EPRI sobre reestructuración mundial de la industria de electricidad. San Francisco, mayo de 2005.
- Oren, Shmuel. 2004. Ensuring Generation Adequacy in Competitive Electricity Markets. Documento 007 de la Serie Política Energética y Economía, University of California Energy Institute, Berkeley, California.
- Oren, Shmuel. 2005. Generation Adequacy via Call Options Obligations: A Safe Passage to the Promised Land. Documento 016 de la serie Política Energética y Economía, University of California Energy Institute, Berkeley, California.
- Ott, Andy. 2005. PJM Experience with Competitive Wholesale Market Operation. Presentación en la conferencia internacional del EPRI sobre reestructuración mundial de la industria de electricidad. San Francisco, mayo de 2005.
- Pollitt, Michael. 2004. Electricity Reform in Chile: Lessons for Developing Countries. Cambridge Working Papers in Economics CWPE 0448. Universidad de Cambridge, Reino Unido.

- von der Fehr, Nils y Wolak, Frank. 2002. Power Sector Reform in Brazil: Some Issues. Informe presentado para el Gobierno de Brasil. Disponible en línea en:  
<http://www.stanford.edu/~wolak/>
- Wilson, Robert. 2005. Liberalized Markets based on Risk Management. Presentación en la conferencia internacional del EPRI sobre reestructuración mundial de la industria de electricidad. San Francisco, mayo de 2005.
- Wolak, Frank. 1999. Market Design and the Behavior of Prices in Restructured Electricity Markets: An International Comparison. Documento No 051 de la serie PWP, University of California Energy Institute, Berkeley, California.
- Wolak, Frank. 2004a. Designing Competitive Wholesale Electricity Markets for Latin America. Competitiveness Studies Series Working Paper C-104. Washington, D.C., Banco Interamericano de Desarrollo. Disponible en línea en:  
[http://www.iadb.org/RES/index.cfm?fuseaction=Publications.List&type=pub\\_type&pub\\_type\\_id=COM&pub\\_type\\_id1=COM](http://www.iadb.org/RES/index.cfm?fuseaction=Publications.List&type=pub_type&pub_type_id=COM&pub_type_id1=COM).
- Wolak, Frank. 2004b. Lessons from International Experience with Electricity Markets Monitoring. *IFM Review*, Vol. 10, No. 1. Disponible en línea en:  
<http://www.iadb.org/sds/doc/IFMReview-Vol10No1-2004.pdf>.

## La economía política del pago del servicio

La incapacidad de los gobiernos para establecer tarifas destinadas a cubrir los costos del servicio y para proveer incentivos a las empresas distribuidoras con miras a tomar medidas eficaces de control de las pérdidas eléctricas, tanto técnicas como ocasionadas por fraude, contribuyó en forma contundente al desprestigio del modelo estatista del servicio eléctrico y a motivar a los reformistas de los años noventa para reemplazarlo. Por ello, a pesar de los éxitos que pueden mostrar muchas empresas privadas en el control de pérdidas eléctricas y en la mejora de la cartera, los visibles fracasos experimentados en algunos países, junto con la incapacidad para mantener a raya el oportunismo del Estado en el manejo de las tarifas, son motivo de frustración para los reformistas. Los gobiernos de los países en alguna medida y de diversas maneras, no siempre transparentes y equitativas, han procurado evitar el traslado de todos los costos del servicio a los consumidores, y dificultades de diversa índole han puesto de manifiesto que soluciones puramente técnicas no son suficientes para controlar el hurto de energía aun cuando las empresas tengan los incentivos para ello. De alguna forma los consumidores resienten el pago de un servicio que consideran más bien un derecho adquirido que el Estado les debe proporcionar sin costo alguno.

En la raíz del problema se encuentran los incentivos para el comportamiento oportunista tanto de los gobiernos como de los usuarios y de los mismos empresarios privados, que se ven exacerbados en un entorno de fuertes carencias institucionales. En el primer caso, los gobiernos, debido a la dificultad de mantener coherencia en el tiempo, a través de cambios en la regulación, del control del organismo regulador o del control de la empresa eléctrica, incumplen su promesa de mantener tarifas que cubran los costos del servicio expropiando de forma oportunista al empresario privado (Rufin, 2004). En el segundo caso, los usuarios, por

razones económicas, culturales o históricas, y por la falta o irrelevancia de un marco jurídico que permita sancionar eficazmente las conductas irregulares, reciben la energía fraudulentamente y/o rehúsan pagar sus cuentas en magnitudes que no pueden atribuirse a la falta de ingresos o a una gestión comercial deficiente de la empresa. Estos comportamientos a su vez pueden exacerbarse por un comportamiento oportunista de las empresas que tratan de maximizar sus ingresos aprovechándose de las debilidades del regulador. Aunque podría esgrimirse que en muchos casos los compradores privados de las antiguas distribuidoras públicas recibieron tarifas iniciales más que satisfactorias, que la asimetría de información y la debilidad técnica del regulador han dado origen en ocasiones a tarifas superiores a los costos, que los compradores deberían saber muy bien lo que estaban comprando para hacer sus ofertas en consecuencia, y que muchas veces los escasos resultados de controlar las pérdidas pueden atribuirse a una estrategia equivocada de la empresa, la dirección de la causalidad no es clara. Podría decirse que las conductas oportunistas se alimentan mutuamente.

Cuando prevalecen el oportunismo del Estado y el oportunismo del consumidor, y no siempre es fácil establecerlo, la remuneración para el empresario privado resulta menor que la legítimamente prevista al momento de hacer sus inversiones y las empresas estatales aumentan su dependencia del erario público para cubrir sus gastos de operación y/o expansión. Las finanzas de las empresas también se resienten cuando el gobierno o las empresas y entes estatales no pagan las tarifas, cuando el gobierno se atrasa en las contribuciones pactadas para financiar el subsidio a consumidores de bajos ingresos y cuando los mecanismos establecidos para establecer subsidios cruzados se deterioran.

### El comportamiento oportunista del Estado

Las tarifas eléctricas en América Latina y el Caribe varían sustancialmente entre países, y dentro de los mismos países, reflejando en cierta manera los costos relativos de producirla y distribuirla. Sin embargo, una comparación de los promedios nacionales, como la publicada periódicamente por OLADE, si bien puede ser indicativa del orden de magnitud, no puede interpretarse adecuadamente sin tener una buena idea de la multiplicidad de factores que afectan la estimación del promedio para cada país en particular. Los datos para cualquier año indican una gran varianza que puede deberse

tanto a diferencias legítimas en los costos de proveer el servicio como a manipulaciones de precios por parte de los gobiernos y a alzas coyunturales de los precios de los combustibles<sup>1</sup>. Así, por ejemplo, en 2002 las tarifas variaban entre US\$0,04 en Argentina y US\$0,16 en Jamaica. El promedio era alrededor de US\$0,09 y la mediana, US\$0,08. Los bajos precios en Argentina reflejan no solamente la existencia de recursos energéticos baratos sino el congelamiento de las tarifas después de la crisis al inicio de aquel año. Los valores de la República Dominicana no deberían diferir mucho de los de Jamaica si no fuera por el subsidio generalizado al combustible en la primera, mientras que los precios de Guatemala esconden las grandes diferencias entre diferentes tipos de consumidores, desde US\$0,06 hasta US\$0,24.

Las diferencias entre el costo del servicio y el valor recaudado algunas veces son absorbidas por el gobierno mediante apropiaciones transparentes para satisfacer las necesidades de los más pobres, o a través de subsidios cruzados de consumidores ricos a consumidores pobres, de manera que las finanzas de la empresa no se ven perjudicadas, pero otras veces se expropia de forma flagrante al empresario privado o se subsidia indiscriminadamente a todos los consumidores o las clases medias a costa de las finanzas de la empresa pública o con transferencias del presupuesto, con el consiguiente impacto para el fisco, como era corriente antes de la reforma.

Argentina es el caso clásico de oportunismo del gobierno. Después de un desarrollo exitoso del sector que vino a interrumpirse con la crisis económica, el gobierno congeló las tarifas y procedió a negociar en forma individual y poco transparente con cada una de las empresas, retuvo ingresos legítimos y obligó a las empresas a hacer inversiones forzosas con las ganancias retenidas. Si bien sería ingenuo pensar que después de una macrodevaluación como la experimentada se pudiera trasladar directamente a la tarifa sin que se afectaran las finanzas de las empresas y que necesariamente éstas deberían absorber parte de su costo, el gobierno nunca mostró la intención de permitir que una vez ajustados los patrimonios se pudiera remunerar a las empresas los costos de la inversión futura necesaria para la expansión del servicio. Por el contrario, presentó al Congreso proyectos de ley sobre servicios públicos claramente incompatibles con el modelo de prestación privada (Urbiztondo, 2006).

<sup>1</sup> Por ello es preciso ser cautos sobre el valor de elaboraciones que se hacen con base en estos datos en publicaciones recientes como la de Foster y Yepes (2005).

En Nicaragua se ha producido igualmente un problema por la renuencia del regulador a cumplir los compromisos tarifarios evitando trasladar las alzas de los combustibles a las tarifas al consumidor, lo que ha llevado a la cesación de pagos a los generadores por parte del distribuidor y a cortes de energía que repiten la experiencia de la República Dominicana que se describe más adelante (Murillo, 2004). El gobierno argumenta que la distribuidora no ha cumplido las expectativas que se tenían en cuanto a cobertura del servicio e inversiones por control de pérdidas y mejora de la calidad, pero este es otro asunto que se debe tratar en forma separada<sup>2</sup>. No obstante, cuando el gobierno propuso una medida parcial para resolver el problema mediante alzas para los consumidores de más altos ingresos, ésta fue rechazada por la oposición política que controla la Asamblea Legislativa. En un ambiente de confrontación abierta que tiene en vilo la estabilidad del gobierno, la Asamblea ha modificado la ley en forma errática con criterios populistas que ponen en duda las posibilidades de supervivencia del modelo.

Pero tal vez el caso más notorio sea el de la República Dominicana, en que el Estado trató de suavizar el traslado de las alzas en los combustibles a los consumidores mediante un mal concebido plan de subsidios para los que no se hicieron las apropiaciones presupuestarias correspondientes, e incumplió las transferencias a los generadores. Esos últimos rehúsan generar a pérdida, lo que ha llevado a una crisis eléctrica de características singulares en la región (Rufin, 2004). Una mezcla de los tres oportunismos de que se hablaba anteriormente en medio de una débil institucionalidad condujo a la retirada del empresario privado de distribución que atendía las dos terceras partes del mercado.

Otros países que formalmente adoptaron el paradigma de subsidiar solamente a los pobres han experimentado dificultades para hacerlo ante las tremendas presiones para mantener los precios bajos y el poder político de las clases medias. En Colombia (Ayala y Millán, 2003), la ley 142 de 1994 estableció la cobertura de los costos y la racionalización del sistema de subsidios cruzados existentes<sup>3</sup>, que incluía un calendario para la transición.

---

<sup>2</sup> Estas acusaciones no pueden descartarse ligeramente pues, como ha sido el caso en otros países, el empresario privado subestimó la magnitud de la tarea y las inversiones necesarias para hacer frente a la misma, además de los fuertes incentivos para mostrar ganancias en el corto plazo a sus accionistas.

<sup>3</sup> En el cual los sectores industrial y comercial y residencial de altos ingresos subsidian a los consumidores de bajos ingresos clasificados de acuerdo a un sistema basado en las características de la vivienda.

A pesar de que circunstancias particulares, como la ocurrencia de años lluviosos y la gran caída en la demanda con ocasión de la recesión económica de 1999, han mantenido un precio de la energía relativamente bajo, el calendario de desmonte de los subsidios fue postergado en varias ocasiones por acción legislativa<sup>4</sup>. Ya se indicó la disputa entre el regulador y algunas empresas privadas con motivo de la revisión de las tarifas de distribución. El caso colombiano es complejo porque el regulador, por diversas razones, ha mostrado una predilección para impedir alzas en las tarifas a empresas privadas en circunstancias en las que el gobierno estaría dispuesto a admitirlas para mantener la confianza de los inversionistas.

En algunos países que han adoptado el modelo de mercado y que han vinculado al sector privado el gobierno ha mantenido la propiedad de parte significativa de la generación y la ha utilizado de una forma u otra para reducir las tarifas, ya sea a toda la población o a grupos particulares. En Guatemala, la Ley Eléctrica inicialmente no consideraba subsidios explícitos a los consumidores pobres, pero las alzas en los precios de los combustibles presionaron al Congreso a tramitar la llamada Ley Social, mediante la cual se concedía un subsidio de aproximadamente el 50% de la tarifa a los consumidores residenciales con cuentas menores a los 300 kWh por mes, es decir a cerca del 95% de ellos. El gobierno cubre estos costos vendiendo energía de sus centrales hidroeléctricas por debajo de los costos del mercado en detrimento de la situación financiera de la empresa (Rufin, 2004). En Honduras, la energía generada por la central hidroeléctrica El Cajón, de propiedad estatal, se vende a un costo muy por debajo del que se tendría en el mercado competitivo con el objeto de mantener baja la presión sobre los precios, pero al contrario de Guatemala no está destinada a un grupo de consumidores. En El Salvador, la empresa estatal que controla la generación hidráulica ha sido acusada de no operar de acuerdo a las reglas del mercado, aunque no siempre para tratar de obtener precios más bajos, como se indica en el capítulo 5. En los tres países mencionados y en la República Dominicana la red de transmisión de propiedad del Estado se remunera por debajo del costo procurando aliviar la carga tarifaria. En Colombia, las Empresas Públicas de Medellín (EPM) parecen mostrar alguna preferencia por las ventas de la generación con destino a su propio mercado.

<sup>4</sup> Más recientemente, por iniciativa del ejecutivo las tarifas fueron congeladas en términos reales para los estratos más pobres durante tres años.

El interés del gobierno en mantener las empresas de generación estatales ha sido interpretado por muchos como una forma de controlar eventuales alzas en el precio en el mercado mayorista.

El nuevo modelo del sector eléctrico de Brasil impulsado por el gobierno del Partido de los Trabajadores se basa en una segmentación del mercado en el cual la casi totalidad del parque hidroeléctrico existente de propiedad estatal se comercializa en subastas separadas de las nuevas inversiones con miras a conseguir un precio promedio menor para el consumidor regulado. Ha sido notoria también la dificultad para ajustar las nuevas tarifas de distribución y la imposición de restricciones a los organismos reguladores, lo que denota una intervención del Estado mucho mayor.

En los países en los que el Estado continúa con el control de la propiedad del sector la política tarifaria del modelo estatista permanece vigente. Siguiendo una tradición de larga data las tarifas al consumidor en la Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico (CADAFE), la mayor distribuidora eléctrica en Venezuela, representan menos del 40% del costo del servicio, se factura únicamente un 50% de la energía enviada a la red y se cobra únicamente el 30% de la energía facturada. En México, a pesar de los progresos realizados existe un cuantioso déficit por razones tarifarias que se subsana directamente por el presupuesto nacional<sup>5</sup>. En Paraguay, las tarifas han estado congeladas durante los últimos tres años. En Costa Rica, con larga tradición de eficiencia, unas tarifas eléctricas que no reflejan los costos incrementales del servicio han puesto en peligro la expansión del sistema, mientras que el Gobierno de Ecuador decretó en años pasados una rebaja unilateral en las tarifas sin hacer las apropiaciones correspondientes.

### El robo de energía y la morosidad en su pago

No todas las pérdidas eléctricas son producto de falta de inversión en la red. Cuando los niveles de pérdidas superan cierto umbral razonable puede asegurarse que el excedente está compuesto por fraudes y fallas en el sistema de facturación. Los rápidos progresos experimentados por ciertas empresas

---

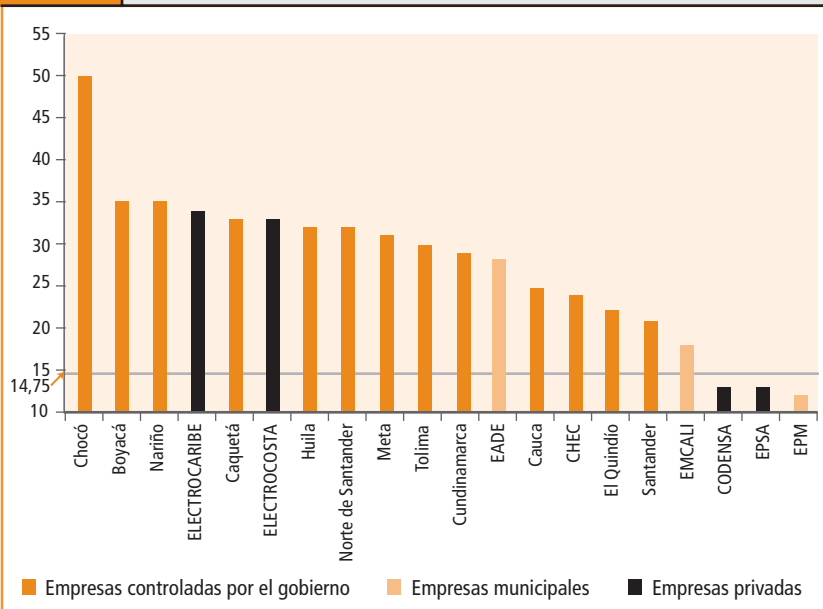
<sup>5</sup> En 2005, la Compañía de Luz y Fuerza que sirve al Distrito Federal recibió transferencias del gobierno federal para cubrir sus costos operativos equivalentes al 68,5% del valor de las ventas de energía.

privadas en reducir las pérdidas, mencionados en el capítulo 2, sólo pueden explicarse por la reducción drástica en la energía no facturada ya sea por defectos comerciales o por hurto. Sin embargo, el desempeño de las empresas privadas no ha sido uniforme en este campo.

En Colombia, con anterioridad a la reforma el nivel de pérdidas eléctricas era de alrededor del 27% en promedio. Después de la reforma esas pérdidas han disminuido en varias empresas pero no en todas. Las distribuidoras regionales que permanecieron en manos del Estado, con excepción de las EPM, mantuvieron los niveles anteriores de pérdidas pero no todas las empresas privatizadas mostraron la misma eficiencia como se puede observar en la figura 8.1 y se discute a continuación.

A pesar de que algunas empresas privadas, como CODENSA en Bogotá, que logró descender del 24% antes de su privatización en 1997 al 13% en el 2000, y la Empresa de Energía del Pacífico (EPSA) en el Valle del Cauca, que bajó del 21% al 13%, otras dos empresas privadas controladas por Unión Fenosa, Electrocosta y Electrocaribe, han tenido mayores difi-

**FIGURA 8.1** Pérdidas eléctricas en las empresas distribuidoras en Colombia en 2000 (porcentaje)



cultades para hacerlo. Esto es notable si se tiene en cuenta que pertenecen al mismo grupo empresarial, Unión Fenosa. Es de notar que, a pesar de que los robos no se limitan a una clase de clientes o categorías, en esta región ha existido una cultura de no pago de larga data y es de presumir que gran parte del fraude se presente en el sector industrial comercial y residencial de altos ingresos, mientras que el problema ha sido más vistoso en los llamados barrios subnormales que no tienen servicio legalizado y han crecido considerablemente por razón del conflicto que afecta el país. No obstante, la empresa de Acueducto y Alcantarillado de Barranquilla (AAA), también controlada por inversionistas extranjeros y que sirve el mismo mercado de Electrocosta, arroja resultados muy satisfactorios. Aun cuando el desempeño de las empresas eléctricas Costa y Caribe ha mejorado notablemente durante los últimos 20 meses, las razones que subyacen al diferente desempeño de la empresa de agua potable y la empresa eléctrica constituyen una importante pista para identificar acciones que lleven a reestablecer una cultura de pago discutida más adelante.

Una nota interesante del caso colombiano, en donde la empresa municipal EPM logró emular el desempeño de las empresas privadas en la reducción de pérdidas, no es necesariamente reproducible tanto en el país como en el exterior. La empresa, a pesar de su propiedad pública, tenía una buena reputación antes de la reforma y la presión competitiva con las empresas privadas en el nuevo marco regulador probablemente desempeñó un papel importante en este avance.

Las dificultades experimentadas por Unión Fenosa en sus empresas Costa y Caribe en Colombia fueron también afrontadas por empresas del grupo en otros dos países, la República Dominicana y Nicaragua, pero no así en Panamá. Las razones para este desempeño diferente habría que buscarlas no sólo en las condiciones iniciales y las estrategias comerciales de cada una de las empresas sino también en las condiciones institucionales y culturales de los países, y en el capital cívico que destacábamos en el capítulo 6, pues de otra manera sería difícil explicar desempeños tan disímiles por una misma empresa en regiones diferentes de un mismo país.

En Rio de Janeiro (Brasil), la empresa distribuidora Light logró éxitos relativos en la reducción del fraude y en el aumento del cobro después de su privatización, pero el proceso dio marcha atrás cuando se limitaron las posibilidades coercitivas para cobrar y en parte a causa del impacto del racionamiento de 2001-2002 (Smyser, 2004). Debe tenerse en cuenta que el arranque de esta empresa después de su privatización fue muy contro-

vertido cuando experimentó apagones importantes atribuibles a la falta de inversión, lo que no le granjeó el aprecio de los consumidores. Adicionalmente, casi el 20% del consumo residencial se encuentra localizado en las famosas *favelas*.

Finalmente, como fue el caso de la mayoría de las empresas de propiedad estatal en Colombia, el desempeño de la gran mayoría de las empresas controladas por el Estado en otros países fue similar o incluso peor que el de la situación anterior a la reforma. En México, si bien la CFE no presentaba niveles de pérdidas exorbitantes, no ha mejorado su desempeño y la Compañía de Luz y Fuerza continúa teniendo pérdidas mayores del 30%, cuando más del 70% de su carga está concentrada en los sectores industrial y comercial. Se observan casos similares en Administración Nacional de Electricidad (ANDE), empresa estatal que sirve todo el territorio de Paraguay con pérdidas del 32%, y en varias distribuidoras de propiedad estatal en Brasil que tienen pérdidas del mismo orden de magnitud. Naturalmente, igual que en el caso colombiano, también existe una excepción importante. Se trata de Costa Rica, en donde una vieja tradición de eficiencia no se ha interrumpido por razones que deben buscarse en la herencia cultural e institucional, como indicábamos en el capítulo 6.

## En busca de explicaciones

Este breve resumen indica que el supuesto reformista de que podría recuperarse el costo del servicio y al mismo tiempo atender las necesidades de los pobres, y de que los gobiernos se abstendrían de intervenir en forma oportunista en las tarifas, es un poco optimista. A pesar de los éxitos logrados por algunas empresas privadas para controlar el oportunismo del consumidor, éste tampoco ha sido generalizado.

El caso es que el pago de los servicios públicos en casi toda Latinoamérica, independientemente de que la propiedad sea pública o privada, despierta fuertes reacciones en la población y tiene serias repercusiones de tipo político que dificultan mantener el compromiso de los gobiernos de no intervenir en la fijación de las tarifas y de hacer cumplir los derechos de propiedad. Esta dificultad es mayor cuanto más precario es el desarrollo de las instituciones políticas y cuanto más arraigada está la intermediación de los políticos. La existencia de subsidios generalizados al consumo durante el período estatista, obtenidos a través de la inter-

mediación política, hace que se enraícen las culturas y que la población considere cualquier ajuste en los precios como una disminución en su bienestar que no se compensa con ninguna otra cosa, particularmente cuando el acceso al servicio y la calidad de la atención al cliente no se mejoran. También lo es en la medida en que el público no reconozca en el regulador una instancia independiente que vela por sus intereses en el largo plazo y que se vea en la necesidad de continuar recurriendo a la intermediación de los políticos.

Si bien es claro que el desempeño deficiente de las economías de la región durante el primer quinquenio del siglo ha deteriorado la capacidad de pago de una gran parte de la población, es menos claro saber en qué medida los precios de la electricidad efectivamente representan un impedimento para su consumo y cuál debería ser la magnitud del subsidio estatal socialmente deseable.

Con frecuencia se argumenta que la capacidad de pago de los consumidores, debilitada por el deficiente desempeño de las economías durante los últimos años, constituye la raíz del problema y que no es posible cobrar el costo del servicio hasta que el ingreso de la población no haya mejorado sustancialmente. Por atractivo que parezca este argumento, y reconociendo la importancia de la variable económica, aceptarlo sin discutir la evidencia que muestra diferentes desempeños en regiones y/u otros servicios públicos cuyos consumidores han sido afectados en su ingreso de la misma forma dejaría fuera las posibilidades para avanzar en una solución efectiva. Como ya indicamos, el problema es mucho más complejo y el desafío que afrontamos requiere encontrar respuestas efectivas de cómo fortalecer la cultura de pago por el servicio y de cómo minimizar las oportunidades para que la intervención oportunista del Estado en la fijación de las tarifas responda al mismo tiempo a las necesidades de los más pobres.

Ya se había mencionado anteriormente que esta resistencia a no pagar por los servicios muchas veces está enraizada en experiencias pasadas que reforzaban culturas generalizadas y que no estaban limitadas a los consumidores de bajos ingresos. De hecho, buena parte de los robos la cometen consumidores de altos ingresos y empresas que consumen volúmenes significativos. Identificar el no pago y el robo como un problema exclusivo de los consumidores de bajos ingresos, además de ser un punto de vista miope, pues deja de lado una posibilidad de lograr resultados rápidos en el control del hurto a bajo costo, puede tener connotaciones clasistas. Muchas

empresas que han logrado rápidos avances en el control de pérdidas lo han hecho concentrando primero sus esfuerzos en los usuarios industriales y comerciales y residenciales ricos. Las razones para que algunas empresas no hayan podido repetir esta experiencia en otros medios deben buscarse en el ambiente cultural y las posibilidades de corrupción existentes en esos lugares y en la influencia política de los poderosos.

Por esta razón la implantación de sistemas más eficaces para resolver el problema de ingreso constituye tan sólo la primera parte de la solución, porque como ilustramos anteriormente la resistencia a pagar el servicio comporta otros elementos de tipo cultural y relacionados con el desarrollo de las instituciones que no se limitan a los pobres y que no es posible ignorar. Las dificultades experimentadas en la región para establecer un sistema de subsidios limitado a los segmentos que los requieran, que se describe en la siguiente sección, ponen de relieve la importancia crucial de la pugna distributiva en el diseño de las tarifas eléctricas. En el pasado, los grandes beneficiarios de las bajas tarifas eran las clases medias, quienes a pesar de ser una minoría numérica se apropiaban de una parte significativa del subsidio por su mayor consumo y tenían una representación política desproporcionada además de ruidosa (Benavides y Dussan, 2005). No de otra forma se explica la oposición a cualquier reforma que mantenga el subsidio para los más pobres pero que lo disminuya para las clases medias implícito en las reformas de Colombia y Guatemala. El tema de las tarifas de los servicios públicos siempre será un favorito de los políticos en vísperas electorales. El fortalecimiento del compromiso del gobierno sólo se logra a través del tiempo en la medida en que surjan grupos de interés que aboguen por ello con fuerza suficiente para darle un contrapeso a los cantos de sirena de los populistas. Naturalmente que avanzar en mejorar la capacidad de pago de los pobres le quita combustible al discurso populista, pero no es suficiente para hacer de los pobres un aliado en la coalición requerida para lograr un servicio sostenible; además, se precisa convertir al pobre en un cliente confiable, lo cual requiere invertir en construir la relación empresa-cliente que se describe más adelante. También podría ser menester establecer compensaciones a algunos grupos que se ven afectados con los rebalanceos tarifarios o hacer más claros los beneficios que se obtienen con la prestación de un servicio más eficiente en el largo plazo, como lo sugieren Benavides y Dussan (2005) en el artículo citado más arriba. A continuación se resumen algunas de las ideas que surgieron como resultado de discusiones recientes con colegas en el BID.

## La capacidad de pago

En un reciente estudio del Banco Mundial (Foster y Yepes, 2005) se presenta en forma resumida la información disponible sobre capacidad de pago y sistemas de subsidios para América Latina y el Caribe, además de un análisis que, aunque preliminar, arroja algunas luces sobre el problema. Los autores definen la capacidad de pago como el porcentaje del ingreso familiar que corresponde al costo de un consumo mínimo vital, definido como 120 kWh por mes y valorado a la tarifa media de la región de US\$0,11 por kWh, del ingreso familiar. Si la comparación se hace en términos corrientes y a la tasa de cambio del mercado el primer quintil de la población urbana comprometería más del 5% de su ingreso en el pago del servicio, y por tanto tendría problemas de solvencia, pero si se mide en términos de paridad de poder de compra (PPP) no se presentaría este problema. Sin embargo, teniendo en cuenta que los costos de estos servicios dependen de costos internacionales como el petróleo, los autores concluyen que el problema de capacidad de pago afecta entre el 30% y 50% de la población urbana. Estas cifras son solamente indicativas y esconden la gran diversidad existente, pues la situación real en cada país dependería de la tarifa y de las condiciones locales propias.

La solución propuesta por los reformadores consiste en diseñar un sistema de subsidios orientados que permita a los consumidores pobres tener acceso a un mínimo de electricidad considerado socialmente deseable. Sin embargo, a pesar de los intentos para implantar estas soluciones los resultados no han sido del todo alentadores. La mayoría de los países utiliza tarifas volumétricas y mantiene un sistema de tarifas de bloques incrementales de consumo. Nueve de los países sudamericanos ofrecen planes de tarifa social paralelos. Las condiciones exigidas para beneficiarse de la tarifa social están generalmente dictadas por un límite superior de consumo que varía entre 75 kWh en Paraguay y 500 kWh en Venezuela. En tres países existen criterios adicionales para poder beneficiarse de esta tarifa. Se trata de Colombia, donde las características de vecindad definen los criterios exigidos para el subsidio aplicado al consumo básico de subsistencia; Brasil, donde la familia debe demostrar igualmente que es receptora de asistencia social del Estado; y Argentina, donde el hogar debe demostrar también que reúne los requisitos para recibir el subsidio. Los consumos de subsistencia varían igualmente entre 25 y 300 kWh.

Al contrario de otros servicios, como el agua, en electricidad el consumo está mejor correlacionado con el ingreso a través de las existencias de

electrodomésticos necesarias para consumir. Por ello existe cierta racionalidad para la adopción de bloques incrementales. Sin embargo, la presión por tener el bloque subsidiado es muy grande y en general todos los planes presentan grandes errores de inclusión. Ya se mencionó el caso de Guatemala, en que los costos encallados del proceso de reforma se concentraron en un pequeño grupo de usuarios con altísimas tarifas, dejando de lado los consumidores no regulados, y proporcionando un subsidio substancial a todos los consumidores con consumos mensuales menores a 300 kWh, el 95% de los hogares. Foster y Yepes (2005) muestran los grandes errores de inclusión resultantes: entre el 60 y 65% de los beneficiarios no son pobres, y entre el 80 y 90% de los recursos se destinan a beneficiarios que no son pobres. Cuando los reguladores quisieron reglamentar la ley para establecer un sistema de bloques ascendentes dentro del límite de los 300 kWh los perjudicados reaccionaron y la Corte Suprema de Justicia ordenó su destitución.

Ya se mencionaron anteriormente las dificultades encontradas en Colombia para mantener un sistema de subsidios orientados y de cómo, a pesar de la existencia de esos subsidios, el problema de robos de energía y de moras en los pagos es endémico en algunas partes del país. Colombia estableció a mediados de los años ochenta un sistema novedoso de clasificación de los hogares en seis estratos basados en las características del vecindario y de la vivienda y posteriormente dispuso un subsidio cruzado mediante el cual los consumidores industriales y comerciales y los dos estratos residenciales superiores contribuían a subsidiar el consumo de subsistencia de los tres estratos residenciales más bajos. Como se indicó en el capítulo 4, no fue posible mantener adecuadamente el sistema debido a fallas en su administración y a la falta de incentivos de los alcaldes, quienes en última instancia son responsables de su implantación. Como resultado, se ha aumentado significativamente el error de inclusión, lo que ha obligado al gobierno a estudiar reformas al mismo. Sin embargo, las implicaciones políticas de cualquier reforma en la redistribución de ingresos impiden un cambio radical en el sistema y limitan el alcance de la misma.

Es interesante destacar la diferente respuesta que dieron las empresas distribuidoras a las modificaciones en el subsidio. Mientras la empresa de Guatemala era entusiasta partidaria de la reforma porque permitía equilibrar las cargas entre los usuarios y disminuir una tarifa exagerada para consumidores de más de 300 kWh, lo que los incentivaba a buscar soluciones en el mercado no regulado, algunas empresas colombianas que

encaraban incentivos perversos por causa de fallas en el diseño de los pagos se sumaron a la oposición.

### **Más allá del subsidio: los pobres también son buenos clientes**

En lo que respecta a los pobres, su relación con la empresa prestadora del servicio puede adoptar diversas modalidades. En primer lugar están aquellos que no tienen acceso al servicio pero viven en áreas en las que la empresa tiene jurisdicción. En segundo lugar están las familias que residen en zonas que por alguna razón no cuentan con redes normales de distribución pero que a través de un intermediario obtienen el servicio de forma fraudulenta con redes muy por debajo de los estándares técnicos y de seguridad; estas zonas reciben el nombre de barrios subnormales. Para evitar el robo las empresas tienen acceso a un arsenal de recursos que tratan de hacerlo más difícil y que van desde disminuir la longitud de los cables al uso de bajo voltaje, de tipos especiales de cables y de medidores blindados, que no siempre producen soluciones eficaces. En tercer lugar están las familias que viven en zonas con servicio domiciliario desarrollado por la empresa y facturación periódica. Este último grupo se divide a su vez en los que pagan puntualmente, los atrasados, los desconectados por falta de pago, los reconectados en forma fraudulenta y aquellos que hacen fraude a través de modificaciones en los contadores y/o pagos a los lectores de la empresa. Cada uno presenta una situación especial y su comportamiento incide en forma diferente en la empresa.

Podría pensarse que un programa destinado a facilitar el acceso a los que no lo tienen complementado con un subido adecuado sería suficiente para resolver el problema, pero aún países con subsidios significativos al consumo continúan experimentando problemas de hurto de energía y cartera morosa. Dos estudios recientes describen experiencias de empresas de servicios públicos en la región y en el mundo. En una publicación del BID (Manzetti y Rufin, 2006) se describen los resultados de talleres realizados en la sede del Banco con participación de empresas distribuidoras de electricidad y agua potable de la región. En forma casi simultánea, la USAID realizó un estudio comparativo sobre las experiencias de varias empresas en todo el mundo, incluidas algunas de la región, en la prestación del servicio a los habitantes de los tugurios y zonas urbanas de muy bajos ingresos, en donde predominan las conexiones ilegales (USAID, 2004). Más recien-

temente, alentados por estas experiencias, la USAID, El Banco Mundial y el BID se asociaron con empresas privadas para realizar un taller sobre cómo atender las necesidades de electricidad de los pobres urbanos. Las reflexiones que se presentan a continuación recogen algunos de los análisis y conclusiones de dichos estudios y seminario.

La atención de clientes pobres adquiere características especiales cuando éstos residen en barrios marginales, zonas de invasión o tugurios que carecen de la infraestructura requerida y tienen problemas adicionales de títulos de propiedad. Es natural que las empresas se sientan poco dispuestas a invertir en atenderlos debido a los bajos consumos y costos marginales crecientes así como a la falta de recursos jurídicos para cobrar, el riesgo para sus empleados y el oportunismo político. Sin embargo, desatender el problema no está exento de costos para las empresas pues en estas condiciones los habitantes de estas zonas recurren con frecuencia a las instalaciones clandestinas y aumentan las pérdidas. Los gobiernos con frecuencia pasan por alto su parte de responsabilidad en el problema y hacen la vista gorda ante las infracciones sin tomar medidas ni presentar soluciones alternativas. Por otra parte, los consumidores se enfrentan a impedimentos importantes que les dificultan aceptar la regularización del servicio. La falta de títulos frecuentemente constituye un obstáculo, pero más importantes son la incapacidad de pagar los costos de la conexión y las dificultades para atender pagos regulares dado el patrón irregular de sus ingresos. Dependiendo de la regulación vigente la empresa puede tener la obligación de extender la red a todos los usuarios que lo soliciten dentro de cierta área, quedando a cargo del usuario los costos de la conexión de la red secundaria, los medidores y el alambrado interno de la residencia. En algunos casos esos costos son financiados por la empresa pero, en general, esta inversión inicial constituye un impedimento importante de acceso al servicio. En los casos de barrios subnormales, cuando no existen títulos de propiedad o por razones de regulación municipal, la empresa puede no estar obligada a dar el servicio; sin embargo, puede tener un incentivo para normalizarlo y así evitar las pérdidas y el deterioro en la calidad que las conexiones ilegales ocasionan al sistema.

La existencia de una tradición de mal servicio por parte de la empresa de propiedad estatal, juntamente con la cultura de no pago fomentada por los políticos locales y la creencia de que el gobierno debería suministrarles este servicio en forma gratuita, hacen que no se tengan reparos en adoptar las soluciones ilegales. Si a esto se agrega la dificultad que existe para poder

pagar y una actitud displicente por parte de los empleados los pocos incentivos que se tienen se agotan rápidamente. Es importante destacar que los estudios de caso comentados indicaron que el hurto de energía no estaba exento de costos para el consumidor, pues además de las inconveniencias y peligros de una conexión irregular con frecuencia este servicio era prestado por intermediarios sin escrúpulos que se encargaban de cobrar a los usuarios por la energía fraudulenta.

Detrás de todas las iniciativas exitosas para regularizar el servicio en áreas marginales existe un esfuerzo deliberado por parte de la empresa para restablecer la confianza del consumidor y ganárselo como cliente confiable con obligaciones y derechos, y para adoptar una serie de medidas destinadas a abordar las dificultades que afronta este tipo de consumidor. Para ello es preciso aceptar que es necesario hacer inversiones iniciales que más tarde darán un rédito en la forma de menos pérdidas y mejoras en la cartera.

El esfuerzo para restablecer la confianza empieza por un compromiso de mejorar la calidad del servicio y la atención al cliente para demostrar que los pagos que hace el consumidor tienen una retribución. Prosigue con una vinculación activa de la empresa en actividades de beneficio comunal y mediante la utilización de intermediarios de la comunidad como agentes comerciales formando microempresas, como en Colombia. La atención al cliente es fundamental. Además de responder a sus quejas adecuadamente, es posible mejorarla considerablemente facilitando el pago de los servicios, que generalmente representaba costos onerosos en tiempo y en dinero para el usuario que debía desplazarse a las oficinas centrales. La experiencia de AAA en Barranquilla demostró que las cobranzas podrían incrementarse sustancialmente cuando se establecían centros de pago ambulantes y se facilitaban pagos parciales para ajustarse a las disponibilidades del cliente. Como se indicó antes, los pobres experimentan un nivel alto de incertidumbre con respecto a los ingresos y al monto mismo de la factura, y tienen dificultades para hacer un pago grande. Esto lo entendieron claramente los prestamistas locales y los vendedores de electrodomésticos, que obtienen pingües ganancias dando facilidades de pago a los pobres, pero ha tardado mucho en ser reconocido por las empresas de servicios públicos. Esta facilidad de pago también puede hacerse con los sistemas prepago, popularizados por la telefonía celular, que varias empresas en Argentina, Colombia y Venezuela ofrecen en la actualidad. Adicionalmente, un obstáculo fundamental para la regularización de servicios fraudulentos es la incapacidad de los usuarios de los tugurios para financiar los altos costos de

conexión y de alambrado interno, que demandan asimismo facilidades de crédito por parte de los distribuidores.

Una vez regularizado el servicio la empresa se enfrenta al problema de la desconexión debido a la falta de capacidad de pago de los usuarios, ya sea de forma ocasional o crónica. Aún con facilidades de pago subsiste el problema de lograr un monto de cuenta que el usuario esté en capacidad de pagar inclusive en los casos en que los pobres reciben subsidios sustanciales. Es necesario complementarla con medidas que ayuden al consumidor a controlar el consumo que está en condiciones de pagar. Las experiencias recientes en proyectos piloto de varias empresas indican que el prepago, los limitadores de carga y otras formas de facilitar el pago a las disponibilidades del consumidor han tenido aceptación y constituyen opciones viables con resultados concretos. Sin embargo, es necesaria la colaboración del regulador para adelantar este tipo de acciones piloto pues muchos de ellos interpretan la ley en forma estricta, lo cual impide dar tratamiento diferenciado a los usuarios. Algunas empresas han comunicado logros significativos obtenidos a través del trabajo individualizado para promover prácticas de conservación y facilitar la adquisición de electrodomésticos eficientes por los más pobres, algo sugerido hace algún tiempo por la estrategia de energía del BID.

COELBA, una empresa privada de distribución en el nordeste de Brasil, informó de los resultados de sus experiencias piloto en este campo (Pinhel, 2005). Aprovechando su experiencia en programas de uso eficiente de energía y los resultados exitosos obtenidos durante el racionamiento de energía de 2001, cuando se utilizó el aporte del 1% de la factura eléctrica que las empresas deberían destinar por ley para uso eficiente de energía y para facilitar lámparas eficientes para los consumidores de bajos ingresos, la empresa diseñó un programa destinado a disminuir los robos y mejorar la cobranza concentrando los recursos de eficiencia en mejorar la eficiencia del consumo de los pobres. Este programa se inició con un diagnóstico cuidadoso de los hábitos de consumo de los habitantes de las *favelas*, realizado por personal de las comunidades entrenado por trabajadores sociales y empleados de las empresas, que permitió formular un componente de mejoras a las instalaciones internas y de donación de lámparas eficientes por un valor de US\$2,5 millones. Con ello se pudo reducir el consumo de los pobres en un 25% y disminuir la cartera morosa en más del 50%. El programa fue complementado con un seguimiento detallado de los ahorros y de la regularización de conexiones, para lo cual se suministró crédito con plazos

amplios y condiciones razonables. El programa está en una segunda etapa que incluye el reemplazo de refrigeradoras ineficientes y la continuación del programa de lámparas, para el cual se espera obtener créditos de carbono por la reducción de emisiones asociadas con el ahorro de energía.

Aun cuando los distribuidores se benefician de la mejora de la cartera, la disminución de las pérdidas y costos asociados con la interrupción del servicio y la optimización de los costos de atención al cliente, en general estos programas no se originan en forma voluntaria por parte de dichos distribuidores y requieren en la mayoría de los casos el apoyo adicional del gobierno y reformas reguladoras. Así, en Colombia, fue necesario que el gobierno destinara fondos adicionales para la normalización de barrios de refugiados y que ejecutara reformas reguladoras que facilitaran el suministro de energía con niveles de calidad compatibles con los pagos que las comunidades estuvieran en condiciones de hacer (Manzetti y Rufin, 2005). Las dificultades de orden público experimentadas en muchas localidades colombianas hacen que sea necesario adoptar soluciones más atrevidas, entre las que figuran el establecimiento de microempresas locales encargadas de la gestión del servicio en las comunidades y de la recolección de los pagos. En opinión de Unión Fenosa esta modalidad ha sido exitosa aunque no está exenta de peligros. La prensa colombiana informaba recientemente de la quema de las oficinas de un microempresario por parte de clientes que protestaban por lo que en opinión suya eran condiciones inaceptables del servicio.

### Enseñanzas

En algunos países la privatización de la distribución no ha resuelto el problema de las tarifas por debajo de los costos o de las altas pérdidas de distribución y moras en los pagos del servicio. El oportunismo político por parte de los gobiernos ha impedido ajustar las tarifas, y algunos gobiernos prefieren destinar cuantiosos recursos presupuestarios a impedir que las alzas en los combustibles se trasladasen a los consumidores en lugar de utilizar un sistema equilibrado de subsidios a los más necesitados. Lamentablemente, cuando no se tiene capacidad financiera para cumplir los compromisos se producen los llamados “apagones financieros” que generan crisis y posteriores alzas tarifarias. El oportunismo político tiene como secuela el oportunismo empresarial, cuando los empresarios prefieren hacer

arreglos con los gobiernos en forma no transparente en lugar de trabajar dentro de la institucionalidad establecida en la ley para recobrar las pérdidas a través de tarifas y aportes del gobierno. Mantener un compromiso de largo plazo para resolver los problemas del sector ha probado ser difícil, en parte debido a la herencia de clientelismo y al temor a la toma de decisiones reguladoras impopulares.

Si bien podría afirmarse que la resistencia a los incrementos tarifarios es universal y que los gobiernos tienen muchas dificultades para resistir la tentación de intervenir cuando se ve amenazado su capital político, aquella es mayor en los casos en que las carencias institucionales y de capital cívico dificultan la expresión de la población a través de los cauces formales. También lo es cuando las nuevas instituciones carecen de la legitimidad y el prestigio necesarios.

La implantación de un sistema de subsidios transparentes y orientados a los que los necesitan ha sido también muy difícil a pesar de algunos éxitos parciales, y la atención a los pobres urbanos que viven en comunidades marginales ha sido particularmente dificultosa. Sin embargo, algunas experiencias mencionadas en esta sección han logrado resultados promisorios que merece la pena estudiar para tratar de reproducirlos en otros lugares. Esas experiencias combinan el garrote, en métodos convencionales de lucha contra el hurto, con la zanahoria de una mejora en el servicio y en la atención al cliente facilitando el pago y reduciendo los montos a pagar mediante el fomento de medidas de uso eficiente. El principio es el restablecimiento de la confianza entre la empresa y el usuario, o la creación de este vínculo en los casos en que no ha existido por razones históricas, para lo cual es indispensable que las empresas entiendan el entorno y el comportamiento económico de los pobres y puedan convertirlos de usuarios en clientes. Todas estas medidas involucran de una manera u otra a la comunidad y desarrollan modelos de negocios adaptados a las condiciones particulares de los clientes. Igualmente operan en lo que se llama la sombra de la ley procurando evitar al máximo el recurso al cobro judicial y a los pleitos. Sin embargo, para que las empresas adopten este camino se necesitan incentivos reguladores fuertes y subsidios bien orientados, juntamente con una cuidadosa implantación. Finalmente, pero no menos importante, la colaboración de las autoridades nacionales y municipales es fundamental para el éxito de cualquier plan.

Como enseñanza final debe tenerse en cuenta que si bien algunas causas de las dificultades experimentadas, tales como las de orden ma-

croeconómico, la existencia de clientelismo político y los ciclos políticos, escapan al alcance del sector y son de difícil manejo, otras, como la capacidad de pago, las actitudes culturales, las actitudes jurídicas y la aplicación de la ley, así como el comportamiento del organismo regulador, la imagen de la empresa, la corrupción interna y los problemas típicos de la gestión comercial, son del ámbito del sector y pueden resolverse, como lo demuestran las mencionadas experiencias.

## Referencias

- Ayala, Ulpiano y Jaime Millán. 2003. Sostenibilidad de las reformas del sector eléctrico en Colombia. *Cuadernos de Fedesarrollo* No 11. Bogotá.
- Benavides, Juan y Manuel Dussan. 2005. Economía política de las finanzas y subsidios del sector eléctrico de Guatemala. Documento de trabajo. División de Infraestructura y Mercados Financieros. Banco Interamericano de Desarrollo, Washington, D.C. Disponible en línea en: [http://www.iadb.org/sds/IFM/publication/publication\\_2885\\_4147\\_s.htm](http://www.iadb.org/sds/IFM/publication/publication_2885_4147_s.htm)
- Foster, Vivien y Tito Yepes. 2005. Latin America Regional Study on Infrastructure: Is Cost Recovery a Feasible Objective for Water and Electricity? Documento presentado en la Conferencia del Banco Mundial y el BID con el título de Diagnóstico y desafíos de la infraestructura económica en América Latina y el Caribe. Washington, D.C.
- Manzetti, Luigi y Carlos Rufin. 2006. Private Utility Supply in a Hostile Environment: The Experience of Water, Sanitation and Electricity Distribution Utilities in Northern Colombia, the Dominican Republic and Ecuador. Serie de informes de buenas prácticas del Departamento de Desarrollo Sostenible, No. IFM-142. Banco Interamericano de Desarrollo, Washington, D.C. Disponible en línea en: [http://www.iadb.org/sds/IFM/publication/publication\\_2885\\_4015\\_e.htm](http://www.iadb.org/sds/IFM/publication/publication_2885_4015_e.htm)
- Murillo, María Victoria. 2004. La economía política del conflicto eléctrico en Nicaragua. Informe mimeografiado para el BID. Washington, D.C.
- OLADE. 2002. Energía en cifras. Disponible en línea en: <http://www.olade.org.ec/php/index.php?arb=ARB0000175>

- Pinhel, Antonio. 2005. Description of the COELBA Case in Innovative Approaches to Slum Electrification. Semana de la Energía del Banco Mundial. Disponible en línea en: <http://www.worldbank.org/energy/energyweek2005/presentations/16%20Tallapragada/SlumElecWorldBankEWeek%20FINAL.pdf>.
- Rufin, Carlos. 2004. Institutional Sustainability in Latin America: Unraveling Commitments. Documento presentado en la Conferencia anual 2004 de la Academia de Actividades Empresariales, Estocolmo, Suecia, 5 al 7 de julio y Universidad Bocconi, Milán, Italia, 31 de mayo.
- Smyser, Connie. 2004. Slum Electrification. Documento mimeografiado para la USAID. Washington, D.C.
- USAID. 2004. Report: Innovative Approaches to Slum Electrification. Washington D. C. Disponible en línea en: [http://www.usaid.gov/our\\_work/economic\\_growth\\_and\\_trade/energy/pubs/slumelect\\_exec.pdf](http://www.usaid.gov/our_work/economic_growth_and_trade/energy/pubs/slumelect_exec.pdf).
- Urbiztondo, Santiago. 2006. Los servicios públicos privatizados en la Argentina: dónde estamos y hacia dónde deberíamos ir. En *La agenda para el desarrollo equitativo y sustentable*, ed. Sergio Berensztein, Federico Sturzenegger y Horacio Rodríguez Larreta. Buenos Aires: Editorial Tesis.

*Página en blanco a propósito*

## Comentarios finales

A lo largo de este trabajo se aporta información y se discuten argumentos que sustentan la tesis de que las tribulaciones que han sufrido tanto el modelo estatista como el modelo de mercado en el sector eléctrico de América Latina obedecen a las mismas causas: la falta de coherencia entre las demandas implícitas en algunos modelos y el acervo de instituciones y recursos disponible en el país; y las dificultades de los gobiernos de todo tipo para asumir las obligaciones y costos implícitos en los modelos finalmente adoptados. En principio, esto parecería imponer una demanda excesiva en cualquier modelo. Implicaría que un modelo eficaz requeriría un acertado pronóstico sobre la idoneidad de las instituciones, la eficacia de los instrumentos técnicos y los incentivos que determinan el comportamiento de los gobiernos, las burocracias, los agentes del mercado y los consumidores. Sin embargo, debido a la imposibilidad de anticipar las complejas interacciones que se dan en la realidad, lo que los economistas llaman *racionalidad limitada*, todo modelo es necesariamente incompleto. Afortunadamente, como lo demuestra la experiencia, tampoco es necesario acertar en todos los supuestos del modelo para alcanzar un desempeño razonable del sector, aunque sí es necesario lograr un mínimo de coherencia para evitar que los problemas se acumulen y conduzcan al colapso del modelo. Las ventajas de uno u otro modelo en un contexto determinado dependen entonces de las posibilidades para lograr ese mínimo de coherencia que les permite sobrevivir, de la robustez de su desempeño al desempeño de variables críticas y de su capacidad para adaptarse a nuevas circunstancias y desarrollar su potencial.

Si bien en este trabajo se han identificado problemas que parecen afectar ambos modelos por igual, como era de esperarse, tanto la intensidad de las carencias y contradicciones como la potencia y estructura de los incentivos implícitos en cada modelo dependen de su propia idiosincrasia

y de las condiciones de cada país. Como señalan Djankov y otros (2003), en un país con abundante capital cívico e instituciones apropiadas cualquiera de los dos sistemas podría garantizar la robustez necesaria para un funcionamiento razonable y las diferencias estarían dadas en el mayor o menor grado de eficiencia logrado. Sin embargo, las razones que pueden acabar con un modelo en un contexto determinado pueden ser igualmente diferentes. Parafraseando a Tolstoy en *Ana Karenina*, podría decirse que todos los modelos exitosos lo son por las mismas razones pero cada uno de ellos fracasa por sus razones particulares.

### El modelo estatista

El modelo estatista, basado en una concepción del papel del Estado apropiadamente denominada por Schlifer y Vishni (1998) como el “paradigma de la mano que ayuda”, suponía que la intervención del Estado permitiría resolver las fallas del mercado, e internalizar las externalidades implícitas en el modelo de participación privada, que hasta mediados del siglo pasado limitaron la prestación del servicio a unas pocas concentraciones urbanas. Ante la falta de interés del sector privado por atender mercados no rentables<sup>1</sup> se argumentaba que sólo la inversión del Estado permitiría emprender las obras necesarias para ampliar el servicio a toda la población. El Estado podría obtener los recursos para llevar a cabo la inversión con una combinación de impuestos, cobros por el servicio y crédito privado o público.

La sostenibilidad del paradigma estatista dependía del cumplimiento de dos condiciones básicas: para que la luz no se apagara era necesario que el Estado pudiese planificar, contratar y ejecutar las obras requeridas para atender la demanda oportunamente, y operarlas de forma competente, mientras que para que se pudiese pagar por el servicio era necesario que fuese posible articular un sistema de cobros por tarifas que, combinado con aportes presupuestarios y créditos, fuera suficiente para cubrir los gastos sin violentar las expectativas del público sobre los costos del servicio ni su capacidad de pago.

<sup>1</sup> Esta falta de interés era previsible si se considera la falta de compromiso público que asegurara a los inversionistas privados que recibirían los beneficios de sus inversiones.

El paradigma estatista suponía que, en ausencia de posibilidades para la competencia, la planificación centralizada ejecutada por una burocracia motivada, competente y honesta, y apoyada por una batería de herramientas analíticas, culminaría en la ejecución de los proyectos requeridos para atender la demanda y en un funcionamiento del sistema que minimizara los costos económicos de la prestación del servicio. Igualmente, la implantación de un sistema de tarifas basado en los costos marginales juntamente con tarifas subsidiadas para los bajos consumos y la electrificación rural permitiría maximizar los beneficios netos para la sociedad asociados con el consumo de electricidad.

La necesidad de mantener los costos del servicio a un nivel mínimo implicaba, a su vez, que el Estado no iba a imponer sobre los presupuestos de las empresas cargas adicionales originadas por objetivos diferentes a la prestación del servicio (como son la generación de empleo o el pago de favores electorales por medio de la asignación de contratos), que consideraciones políticas no distorsionaran el proceso de selección de los proyectos, y que era posible establecer incentivos para promover la eficiencia que, a su vez, permitieran controlar las pérdidas eléctricas y reducir los costos de personal en un mundo de burocracias politizadas. Pero el cumplimiento de los supuestos anteriores no era suficiente para que la luz no se apagara. Era necesario también que existieran los recursos financieros en forma oportuna, porque de lo contrario las obras no podrían realizarse o experimentarían atrasos que les impedirían atender la demanda prevista.

Si bien la minimización de los costos contribuía a disminuir las necesidades financieras, ello no era suficiente para garantizar los recursos necesarios. Era preciso asegurar que los usuarios contribuirían con pagos oportunos a través de tarifas y que se contaría con los recursos de presupuesto nacional y con los préstamos que permitieran financiar las obras. Para que los usuarios pagasen sus cuentas y no robasen la energía era necesario, pero no suficiente, además de tener capacidad de pago, que tuvieran los incentivos para ello: un servicio de buena calidad, un precio razonable, ausencia de alternativas que como el clientelismo les permitían acceder al servicio sin tener que pagar, y que el hurto fuera sancionado. Aún más, esos incentivos deberían existir para todos, incluidos los entes y empresas del gobierno. Resulta evidente asimismo que existe una estrecha relación entre las políticas fiscales y tarifarias, pues lo que no es posible recaudar por impuestos es necesario recuperarlo a través de tarifas. A su vez, las probabilidades de conseguir préstamos dependen de la capacidad

de pagarlos, lo que por otro lado está condicionado por el desempeño financiero del sector, que depende de la magnitud de las inversiones, la eficacia de su gestión, los recursos del gobierno central y las recaudaciones de tarifas.

Naturalmente que ningún país podría cumplir rigurosamente estos supuestos y que cumplimientos parciales podrían ser suficientes para atender un servicio en forma razonable, como lo demostraron algunas empresas estatales que se mencionan en el capítulo 6. El problema no es pues si se adopta tal o tal tipo de medidas sino más bien entender la razón de la dificultad para que los gobiernos mantengan políticas congruentes a lo largo del tiempo, en qué condiciones las burocracias, los gerentes y los empleados pueden motivarse para la eficiencia y cuándo es posible controlar la intervención de los políticos locales para influir en las decisiones de las empresas del Estado para su propio beneficio. Este conocimiento nos permitiría entender por qué casi ningún gobierno pudo sortear con éxito los conflictos entre sus intereses electorales de corto plazo y la sostenibilidad de las empresas de servicios públicos del Estado.

Los hechos presentados en el capítulo 1 permiten establecer que, con muy contadas excepciones, el desempeño del modelo fue lamentable en todos los países de la región. Cuando era menester una prestación eficiente del servicio se lograron altos costos de inversión y operación, y grandes pérdidas eléctricas tanto técnicas como no técnicas. Ante la necesidad de recursos financieros adecuados para la expansión se respondió con tarifas muy por debajo de los costos del servicio y con subsidios generalizados, lo que llevó a una participación exagerada del sector en el endeudamiento público y una carga excesiva en el presupuesto del gobierno, así como racionamientos periódicos y baja cobertura del servicio en general.

En la introducción anotábamos los problemas de coherencia del modelo con el acervo institucional y de recursos humanos del país, con las condicionantes físicas que limitan las opciones técnicas y con la capacidad para encauzar o controlar los incentivos que produce una aplicación concreta del modelo. El análisis para validar estos supuestos permitió identificar otro elemento muy citado como responsable de los fracasos, a saber, la ocurrencia de una crisis económica u otro hecho externo fuera del control del sector. Aun cuando no puede desecharse el impacto de las crisis, sobre todo cuando golpean en los momentos en que el sistema es más vulnerable, los entusiastas de esta hipótesis olvidan convenientemente que la crisis de la década de los ochenta no fue una crisis cualquiera ni tampoco era previsible:

fue el desenlace del modelo de Estado establecido en los años treinta que generó medio siglo de prosperidad (Lora, 2006).

Los años cincuenta y sesenta, y en parte los setenta, fueron años gloriosos del modelo estatista. Casi todos los países lograron impresionantes avances en la cobertura del servicio, desarrollaron su potencial hidroeléctrico e interconectaron sus sistemas con el apoyo de la banca multilateral y aprovechando la disponibilidad de abundantes recursos externos. También fueron años en los que la economía de la región creció a ritmos acelerados que sólo vinieron a interrumpirse con la crisis de la deuda precipitada por la devaluación mexicana de 1982, que dio inicio a “la década perdida en América Latina”. El advenimiento de la crisis y los difíciles años posteriores ciertamente contribuyeron a acentuar muchos de los problemas que venían gestándose desde atrás, pero fundamentalmente pusieron en evidencia la fragilidad del modelo estatista y la falta de condiciones para su sostenibilidad.

En efecto, el capítulo 1 evidencia como los problemas de bajas tarifas eran endémicos en el sector eléctrico colombiano a partir de 1972. La oposición de los políticos regionales, motivados por las rentas involucradas en la construcción de grandes proyectos, dificultaba la adopción de soluciones eficientes al problema de la expansión del suministro tanto en Brasil como en Colombia mucho antes de desatarse la crisis. Los racionamientos de energía fueron frecuentes durante los años setenta en muchos países y la expansión desordenada de la red para cumplir objetivos políticos ya era una práctica conocida. A pesar de los recursos comprometidos en la expansión de la cobertura sólo Costa Rica y países con una cuantiosa renta petrolera, como México y Venezuela, lograron éxitos significativos. También eran conocidos la falta de competencia efectiva en la construcción de grandes centrales hidroeléctricas en Brasil y el abuso de las empresas estatales para cumplir objetivos electorales. Fue también durante los años setenta cuando se concibieron las grandes hidroeléctricas como estrategia para protegerse de los altos precios del petróleo, aunque más tarde se pondrían en evidencia las dificultades de gestión por parte de las empresas del Estado para desarrollar estos proyectos.

La crisis de la deuda aceleró las dificultades financieras de las empresas que tuvieron que asumir los repagos de las grandes inversiones, a lo cual contribuyó también la reticencia de los gobiernos para trasladar los precios reales de la energía a los consumidores. Pero también continuaron la utilización política de las empresas y su uso como fuente para pagar favores electorales, además de los continuos atrasos en la construcción de las cen-

trales y la tendencia al aumento de las pérdidas eléctricas. El modelo carecía ciertamente de incentivos para la eficiencia, y la falta de separación de papeles del Estado hizo que el sector más vulnerable a la falta de compromiso del Estado con un programa congruente en el tiempo.

No todas las empresas estatales fueron un desastre. Existen ejemplos de buen manejo y desempeño en varios países, discutidos en el capítulo 6, que pueden atribuirse a razones particulares. Tres empresas exitosas tanto en tiempos de bonanza como de crisis —ICE en Costa Rica, EPM en Colombia y COPEL en Brasil— tienen unas características comunes que son difícilmente reproducibles en el resto de la región. Un primer rasgo común es la posibilidad de aprovechar rentas naturales, proporcionadas por desarrollos hidroeléctricos de bajo costo, y la disponibilidad del recurso humano que permitió su desarrollo. Las tres empresas también compartían un sentido de propiedad por parte de la ciudadanía y de los gremios, que siempre se movilizaron a defenderlas de las ambiciones de los políticos locales, que no es fácil encontrar en otros lugares. Sin embargo, es difícil mantener estas circunstancias todo el tiempo, como lo evidencian lamentablemente los sucesos ocurridos en los últimos años en dichas empresas que amenazan la continuidad de su gestión.

En resumen, el modelo estatista que surgió del fracaso del sector privado para atender las necesidades del crecimiento de los países, debido en parte a la falta de compromiso público, era igualmente vulnerable a esta falta de compromiso que permitiría mantener una política congruente en el tiempo y evitar un comportamiento oportunista que conviniese a los intereses electorales del momento pero potencialmente lesivo para la viabilidad del sistema. En el mejor de los casos, los gobiernos subestiman los costos del oportunismo o los consideran necesarios para sobrevivir en el corto plazo, pensando que en el futuro siempre existirán oportunidades para enmendar la plana. Por un buen tiempo, los gobiernos pudieron salirse con la suya, pero cuando el costo de tales políticas se hizo evidente con la crisis macroeconómica de los años ochenta, se vieron en la necesidad de hacer frente al problema e implantar reformas radicales.

## La reforma

Los reformadores de la década de los noventa identificaron con claridad las falencias del modelo antiguo y trataron de subsanarlas con un nuevo modelo

de mercado que limitara el papel del Estado al mínimo posible y procurara incorporar el sector privado empresarial. Se respondía al problema de la falta de compromiso del gobierno con la adopción de soluciones institucionales, como son las comisiones de regulación independientes. Por otro lado, a la falta de incentivos a la eficiencia se le respondía con la introducción de la competencia en los segmentos en que fuera posible y deseable, en combinación con la asignación del papel de empresario al sector privado y con la regulación de los segmentos monopolistas. Igualmente, el problema de garantizar el acceso al servicio a los más pobres se combatía con un sistema orientado, transparente y eficaz de subsidios financiados directamente por el presupuesto nacional.

Los defensores del modelo no se cansan de recordar que hasta el momento el suministro privado ha sido beneficioso en varios aspectos. Muchas compañías privadas prestan al público mejor servicio a un precio similar o menor que el de sus predecesores y han contribuido a aumentar la cobertura del mismo. Los inversionistas privados han construido nuevas instalaciones que, si bien eran muy necesarias, no podían ser financiadas por el sector público. El caso de la Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá constituye un ejemplo de cómo es posible transformar una empresa en bancarota en una fuente de financiamiento para el municipio que le permitió llevar adelante la revolución del transporte urbano que ha transformado la ciudad. Las empresas privatizadas han logrado importantes mejoras en la eficiencia productiva y, a pesar de las dificultades en muchas partes, los mercados han permitido mantener un costo del servicio —aunque para muchos los precios subieron debido a la eliminación de los subsidios indiscriminados— por debajo del que hubiera prevalecido en el modelo estatista. Adicionalmente, al contrario de lo que argumentan muchos opositores, en muchas partes las reformas han contribuido a aumentar la cobertura del servicio. Sin embargo, después de una década de reformas y a pesar de estos logros, muchos países de la región encuentran dificultades en consolidar su implantación.

Si algún forastero que hubiera visitado la región en 1998 para informarse de primera mano del progreso de las reformas del sector eléctrico regresara en 2005 tendría dificultades para entender el porqué del cambio fundamental en las expectativas sobre el futuro de la implantación de la reforma. En 1998, el entusiasmo cundía en casi todos los países de la región, los cuales se encontraban en diferentes etapas de su proceso de reforma. La inversión privada se movilizaba tanto para comprar empresas existentes como para emprender nuevos proyectos de generación eléctrica. Las

empresas de distribución privatizadas presentaban incrementos sustanciales en la eficiencia, lo que a su vez alimentaba el apetito de los inversionistas extranjeros para participar en los procesos de privatización en Brasil y Colombia. El mercado mayorista en Colombia había logrado sortear la difícil prueba de una sequía excepcional asociada con el fenómeno de El Niño y la competencia en el mercado argentino ofrecía reducciones significativas en los precios de los mercados mayoristas. La recién privatizada distribución en Guatemala facilitaba recursos para reducir las diferencias en la cobertura del servicio que el antiguo sistema no había podido acortar y los fiscos de los países respiraban tranquilos. Las expectativas de crecimiento de la economía eran muy grandes y el clima de los negocios no podía ser mejor. Es difícil de comprender, por tanto, la situación actual después del colapso del sector en Argentina, de la retirada de los inversionistas privados en ese país y en la República Dominicana, de la falta de apetito del sector privado por nuevas inversiones, de la crisis iniciada por el racionamiento en Brasil y de las dificultades experimentadas por muchos mercados mayoristas.

Al igual que en el caso del modelo estatista, los defensores de las reformas se apresuran a observar que la crisis económica que azotó la región a partir de 1999 sería la responsable en gran medida de este cambio de clima para la reforma. Si bien no está exenta de razón, particularmente en casos como el argentino, esta explicación no sería suficiente. También aquí es cierto en parte el adagio de que, si bien la marea alta levanta todos los botes, la marea baja nos permite observar en detalle el estado de su casco. La crisis económica puso al descubierto problemas que el auge que acompañó al sector en los años anteriores había ocultado y que demandaban atención inmediata. Estos problemas, que en otras condiciones habrían podido ser atendidos con mayor holgura, se convirtieron en obstáculos para el avance de las reformas. De todos modos, muchos de los problemas que se observaron en este período se hubieran presentado tarde o temprano.

Es claro que la incertidumbre sobre el desempeño de las economías y su coincidencia con diversas vicisitudes en el ámbito internacional, como los casos de Enron y California, contribuyeron al debilitamiento del apetito de los inversionistas extranjeros. También lo es que un mercado deprimido puso de manifiesto falencias en los instrumentos que garantizaban la inversión requerida para atender las necesidades de generación en el largo plazo. Durante cierto tiempo los inversionistas estaban dispuestos a apostar por un mercado creciente y no tenían muchos reparos en construir plantas sin contratos de largo plazo, pero es difícil suponer que el auge continuara

en forma indefinida. Una demanda menor que la anticipada se tradujo en menores ingresos para los distribuidores, los cuales redoblaron sus esfuerzos para obtener revisiones tarifarias que los compensaran, a la vez que el debilitamiento del poder adquisitivo de la población hacía políticamente más sensibles estos aumentos y puso de manifiesto la debilidad de las instituciones reguladoras para manejar estos problemas. Igualmente, la pugna entre los agentes del mercado para apropiarse de las reducidas rentas los llevó en algunas ocasiones a aprovecharse de deficiencias en los procedimientos que los reguladores no fueron capaces de detectar y corregir o lo hicieron en forma equivocada aumentando la confusión.

Pero la dificultad de los gobiernos de todo tipo para mantener su compromiso de no intervenir cuando su posición política se ve amenazada, porque el público siempre lo hará responsable principal de los altos precios de la electricidad y de la continuidad del suministro, no puede atribuirse a la crisis, sobre todo después de que las experiencias altamente publicitadas de California y Brasil achacaban el problema al modelo del mercado. Tampoco puede imputársele a la falta de previsión para asegurar una transición al nuevo sistema que estuviera libre de sobresaltos, a los problemas que surgían de la coexistencia de las empresas privadas y estatales con incentivos muy diferentes o a la falta de cultura reguladora y de instituciones complementarias, o aún a los conflictos de interés de los gobiernos.

Sin embargo, en un aspecto importante la crisis económica afectó genuinamente las posibilidades de corregir los problemas detectados: atacó directamente el bienestar y la seguridad económica de toda la población, que responsabilizó al modelo neoliberal de todas las calamidades y rechazó las reformas sectoriales aún en aquellos lugares en que se habían logrado avances significativos; con mayor razón, afectó en muchas partes en que la reforma no hizo lo suficiente para legitimarse en el campo social con subsidios eficientes y orientados a facilitar el acceso a los más pobres.

Como se destaca a lo largo de este trabajo, la raíz del problema se encuentra en una fuerte subestimación del papel de las instituciones en la creación de los nuevos mercados y en la falta de coherencia entre las demandas de algunos modelos y el acervo institucional y de recursos humanos de los países, amén de las restricciones de la estrechez del mercado y de los problemas que resultan de las características especiales de los mercados eléctricos, pero la historia tiene muchas variantes.

Como en el caso del modelo estatista, el éxito del modelo reformista también dependía de que se cumplieran los supuestos implícitos en el

mismo. Si bien en muchos aspectos los reformadores en la región fueron innovadores y tuvieron en cuenta las condiciones locales (como fue el caso en el diseño de algunos mercados mayoristas), el modelo adoptado incorporaba muchos elementos utilizados en los países desarrollados y era bastante exigente por lo que se refiere a las instituciones. Esto no preocupó mucho a los reformadores porque consideraron que la reforma del sector era parte de un conjunto de reformas del Estado más amplias y complementarias que subsanarían las carencias institucionales y que la transición podría hacerse de una forma rápida y sin contratiempos. Para ello era necesario suponer también que tanto el público como los agentes económicos podrían asumir los mayores costos que la reforma les imponía en el corto plazo (tales como el pago por el servicio) frente a vagas promesas de un futuro mejor que liberaría cuantiosos recursos del Estado para usos en el área social.

Se suponía, entonces, que en la mayoría de los casos el oportunismo político no tendría cabida en el nuevo sistema. Además, y más importante aún, se preveía que el fortalecimiento de la democracia, las virtudes de la participación privada y las nuevas instituciones permitirían neutralizar la inevitable reacción de la clase política, es decir, que ésta aceptaría resignadamente la pérdida de las rentas que el nuevo sistema le impondría.

El nuevo paradigma también requería suponer que existían modelos de mercado mayorista que permitían asegurar la competencia sin que se menoscabara la seguridad del suministro. A su vez, esto daba a entender que sería posible lograr una estructura adecuada del mercado. También estaba implícito el supuesto de que era posible implantar un sistema de regulación por incentivos del tipo de “tope de precios” para ordenar los segmentos regulados del sistema.

Si bien es verdad que uno de los *mantras* de los reformadores iniciales siempre fue la necesidad de contar con un marco regulador claro y transparente y con unas instituciones reguladoras con credibilidad y prestigio, éstos pecaron de ingenuidad al pensar que esta tarea podría lograrse casi de inmediato trasplantando los modelos exitosos en otros países. En el afán de aprovechar la posibilidad que se les ofrecía, en algunos países se postergó la tarea de la organización de los reguladores hasta concluir las privatizaciones. Pero aún en los casos en que no se cometió este error, olvidamos leer lo que el profesor Rodrik (1999) alguna vez denominó “letra menuda”, eso es, que cada modelo viene cargado de supuestos, prerrequisitos y reformas complementarias fundamentales para su funcionamiento y que si esas con-

diciones no se dan o no pueden sustituirse por una versión acomodada a las condiciones locales se corre el riesgo de fracasar.

El problema puede complicarse porque, además de las diferencias de entornos, la institución se puede contaminar en el proceso de trasplante dando lugar a un híbrido que no responda a los objetivos perseguidos. En el caso particular de la regulación se podría especular que el trasplante de un sistema regulador desarrollado dentro del sistema consuetudinario a otros países con tradición legal basada en el código civil experimentaría dificultades. Algunos de los elementos esenciales de la regulación anglosajona, como la transparencia en los procesos, y la connotación de las comisiones de regulación como legisladoras y cortes de justicia podrían minimizarse en el trasplante con las consecuentes implicaciones. Igualmente, la tendencia a la centralización de los sistemas de código civil llevaría a regulaciones mucho más detalladas. Las instituciones reguladoras de los países desarrollados requerían para su funcionamiento un conjunto de instituciones complementarias esenciales para el funcionamiento del sistema, como los derechos de propiedad, organismos de competencia, cortes con conocimiento del tema para afrontar los recursos de apelación, y en general la existencia de una tradición y cultura reguladoras. Sin embargo, durante mucho tiempo repetimos el estribillo de que el principal requisito era una regulación completamente independiente y autónoma, que implicaba el alejamiento del ejecutivo de las comisiones, pero nos olvidamos de delimitar en forma clara las funciones de definición de políticas y regulación. Descuidamos que existen instancias de coordinación en que no sólo es posible sino también deseable conocer la opinión del ejecutivo sobre la conveniencia de algunas medidas siempre que ésta sea presentada con la suficiente transparencia. También nos olvidamos con frecuencia de la importancia de los mecanismos de resolución de conflictos, de las instancias de apelación y de la necesidad de una rendición adecuada de cuentas del organismo regulador.

La necesidad de recursos humanos adecuados para la regulación económica no fue menos subestimada. Al concebir la regulación económica como una extensión de la regulación técnica se delegó inicialmente en los profesionales que anteriormente desempeñaban la supervisión en entidades estatales y se desestimó la importancia de vincular los profesionales más capacitados en las áreas económicas y jurídicas. En algunas ocasiones extremas el personal de las comisiones era proporcionado en calidad de préstamo por las mismas empresas que deberían ser objeto de regulación.

La incapacidad de reconocer una remuneración adecuada para atraer al mejor personal ha sido un problema endémico en la región. Pero más aún, muchos reguladores no cuentan con los recursos adecuados para contratar los consultores de primera categoría que puedan equipararse con los consultores de la contraparte, exacerbando aún más la asimetría existente entre el regulador y el regulado. La autonomía financiera está continuamente amenazada. Se pensó en forma optimista que unos cursos breves de capacitación serían suficientes para mejorar la idoneidad de los reguladores sin reconocer que este es un proceso permanente que innova todos los días y que requiere las más altas competencias analíticas e intelectuales para asimilar los continuos avances.

Como se detalla a lo largo de este trabajo, la falta de realismo de muchos de estos supuestos se fue revelando a medida que avanzaba el proceso de implantación de las reformas, a pesar de que en algunos casos se logró establecer correctivos adecuados. Por ejemplo, se reconoció la dificultad de conseguir mercados mayoristas y minoristas competitivos sin sacrificar las señales para inversión en el largo plazo y la complejidad de obtener reguladores independientes y capaces, así como la necesidad de fortalecer su credibilidad con mecanismos independientes de supervisión del mercado. Se reconoció, asimismo, la existencia de un comportamiento oportunista por parte del sector privado y del gobierno y la dificultad de poder orientar los subsidios a aquellos que más los necesitan, así como la importancia fundamental para la legitimación de la reforma de poder hacerlo. Sin embargo, la cruda realidad de que persistía un problema de compromiso tanto del Estado como del público sólo se ha venido aceptando a regañadientes y con un retraso considerable. Pero si bien algunos de los problemas se han reconocido, esto no quiere decir que se hayan encontrado todas las soluciones o que éstas no impliquen costos que hacen necesario reducir las expectativas sobre los posibles logros de las reformas.

A pesar de la cautela expresada inicialmente por algunos reformistas, la magnitud y persistencia de las dificultades experimentadas a principios del primer quinquenio por muchos países sorprendieron a muchos de ellos e hicieron aumentar el número de los escépticos. Naturalmente que existe toda una gama de opiniones que van desde quienes plantean el fracaso del modelo neoliberal y promueven el retorno al pasado, pasando por los que reconocen la necesidad de seguir contando con el Estado como empresario, hasta quienes aseguran que sólo se trata de un problema pasajero que pronto será superado.

Un análisis frío de los resultados, no todos referenciados en el presente trabajo, indica que si bien se estuvo lejos de alcanzar las expectativas de los reformistas se lograron avances significativos con respecto a las posibilidades que ofrecía continuar con el modelo vigente en un marco institucional todavía más débil del que se pretendía desarrollar. Es claro que una vuelta al pasado es una solución engañosa y en la mayoría de los casos impráctica. Los que propugnan esta solución a menudo se olvidan de analizar las condiciones que llevaron al agotamiento del modelo estatista y/o la reproducibilidad de los casos exitosos. Por el contrario, sería deseable que las descripciones y análisis presentados en este trabajo nos enseñaran la posibilidad de aprovechar de una forma constructiva el debate para analizar juiciosamente la plausibilidad de los supuestos implícitos y el cumplimiento de las condiciones complementarias requeridas para el funcionamiento de los modelos introducidos durante las reformas. El punto no está pues en un regreso a un modelo ya probado con poco éxito sino en utilizar las experiencias durante esta primera fase reformista para redimensionar las expectativas y acomodar los procedimientos y modelos a las restricciones que afrontan los países. El modelo adecuado para cada país será aquel que ofrezca las mayores oportunidades para avanzar hacia el logro de los objetivos de eficiencia económica y equidad sin hacer exigencias ni partir de supuestos que en caso de no cumplirse llevarían al sector a un sendero de deterioro irreversible.

## Los desafíos

Avanzar en la dirección correcta teniendo en cuenta el lastre que imponen las condiciones iniciales plantea un conjunto de desafíos para el sector. Un desafío común a todos los sistemas públicos y privados es cómo diseñar mecanismos que refuercen los incentivos del gobierno para mantener su compromiso de no intervenir en forma oportunista manteniendo al mismo tiempo su obligación de garante de la prestación del servicio. Ello pasa naturalmente por el desarrollo de las instituciones y de la cultura política pero también por la adopción de algunas medidas que minimicen las tentaciones para la intervención de los políticos en forma perjudicial para el sector. Éstas incluyen las formas de vinculación privada al desarrollo del sector que contribuyan además a generar beneficios apreciados por la sociedad, los mercados competitivos que eviten llegar a situaciones de crisis de

suministro, y legitimar las reformas con la atención de las necesidades de los más pobres sin que ello signifique incrementar excesivamente la carga financiera del Estado.

### **Las instituciones**

Existe una larga lista de acciones que podrían mejorar la eficacia de la gestión reguladora mencionada a lo largo de este trabajo, que va desde lo procedimental hasta lo sustantivo, pero tal vez la más importante es el proceso transparente que contribuya a la educación en la cultura reguladora de todos los interesados, es decir, los consumidores, empresas, gobiernos, instancias judiciales, medios de comunicación y, naturalmente, políticos. El prestigio de la institución se gana con el desempeño pero se tienen más posibilidades cuando existen las condiciones para que los más capacitados puedan ocupar las posiciones de mando en los entes reguladores.

Hoy podemos atestiguar que más que pretender alcanzar el mito de una independencia absoluta lo que se requiere es cumplir en la medida de lo posible el objetivo fundamental de asegurar al inversionista que el Estado no utilizará en forma oportunista su capacidad reguladora para expropiarlo y de velar por que las necesidades del consumidor sean atendidas no sólo en el corto plazo sino también en el largo plazo. Este principio fundamental puede instrumentarse con diferentes arreglos institucionales que dependen de las condiciones particulares de cada país pero que a su vez crean requisitos propios. Para utilizar las palabras de Rodrik (2004), no existe una aplicación institucional única de un principio pero tampoco cualquier aplicación es válida. Es preciso recordar que tanto la credibilidad como el prestigio no aparecen en forma espontánea sino que se ganan.

Pero no se trata simplemente de entrenar al regulador presente o futuro sino que es preciso que tanto los productores, los consumidores, los medios de comunicación, las instancias jurídicas y los analistas entiendan la racionalidad que se pretende implantar y participen en su desarrollo. Se trata, por así decirlo, de establecer una verdadera cultura reguladora que se ajuste a las condiciones del país. Esto constituye un desafío intelectual de magnitud considerable y exige vencer muchos obstáculos.

Sin embargo, la región carece de la capacidad académica para atender las demandas que presenta la puesta en práctica de la regulación, la administración de las sociedades mixtas público-privadas y la definición de los procesos y las estrategias de las concesiones. La oferta académica de varias

universidades latinoamericanas muy reconocidas incluye aspectos como la financiación de proyectos o los elementos de la privatización. Asimismo, algunas de ellas han empezado a incorporar elementos de la regulación de servicios públicos, pero la región no cuenta aún con enseñanzas prácticas sobre la manera de abordar estas cuestiones, y tampoco con suficientes programas de entrenamiento y capacitación.

Pero la larga lista anterior basada en una adecuación de la capacidad de las instituciones pasa por alto que ésta no puede desarrollarse en el corto plazo y que mientras tanto nos veremos obligados a convivir con lo que tenemos, lo que nos deja todavía un vacío para colmar entre las exigencias de los inversionistas extranjeros y los gobiernos. Los primeros, que no comprometen su dinero si no existen las garantías adecuadas de que los gobiernos no utilizarán en forma oportunista su poder para expropiarlos o se aseguran compensación de alguna forma poco transparente, están acostumbrados a los sistemas imperantes en sus países de origen. Por otro lado, los gobiernos se debaten entre las exigencias de la población por el derecho a unos servicios a precios razonables y la precariedad de los instrumentos que están a su disposición condicionados por la situación social y económica y por el desarrollo institucional de su país. Podría pensarse, como Rodrik (1999), que sea posible concebir instituciones que estén en condiciones de proporcionar estas garantías pero que los inversionistas no están en condiciones de verificar individualmente ni establecer las equivalencias con los sistemas que conocen. Cómo aprovechar las instituciones financieras internacionales para contribuir al fortalecimiento de la credibilidad y el prestigio de las instituciones que cuentan con muy escasa trayectoria y que muchas veces son miradas con desconfianza por inversionistas que no las tienen en cuenta para tratar de resolver directamente sus problemas con el gobierno, es un desafío que requiere atención inmediata. De hecho, uno de los argumentos que se esgrimen con frecuencia para justificar la adicionalidad de los préstamos del BID al sector privado es que éste está en condiciones de disminuir el riesgo regulador por su estrecha relación con el país y su conocimiento del sector.

La tarea se facilitaría mucho si existiera una forma expedita de monitorear el desempeño de las instituciones reguladoras y acreditar por medio de una evaluación de pares la idoneidad de las mismas y el nivel de garantías que ofrezcan en determinados momentos. Un país que voluntariamente se someta al escrutinio de sus políticas y organismos reguladores dentro de unos criterios acordados daría una señal muy clara a los inversionistas semejante

y a la vez complementaria a la señal que emana de una evaluación positiva de las instituciones financieras internacionales a sus políticas económicas. Por supuesto que es necesario establecer primero con claridad un consenso sobre los criterios que permitirían dar confianza a los inversionistas. Esos criterios no necesariamente reproducirían las condiciones reinantes en el país de origen de los inversionistas pero permitirían validar la idoneidad de los sucesos que se propusieran para obtener los mismos fines.

### ***La inversión pública y privada***

Las enseñanzas adquiridas indican que, a pesar de los problemas que se han experimentado en vincular al sector privado, su participación es esencial para movilizar las inversiones requeridas por la expansión de la demanda. Esta conclusión no es gratuita y las experiencias de Brasil y México son muy claras en este sentido, pese a los esfuerzos de otros países por traer de vuelta al Estado empresario. Los inversionistas no necesariamente son los mismos grupos del pasado, muchos de los cuales han abandonado la región, pero sí son exigentes en un clima de negocios estable que favorezca la inversión y necesitan mejores garantías de que el gobierno no los expropiará de manera oportunista. También es claro que se requieren garantías de que los inversionistas no abusarán del poder dominante en el mercado ni de su situación de monopolio natural para obtener rentas de los consumidores o incumplir sus obligaciones ambientales. Para ello es fundamental que los organismos reguladores tengan credibilidad y legitimidad. Esto pasa naturalmente por el fortalecimiento de la institucionalidad reguladora pero exige ciertos compromisos de ambas partes y unas instancias de apelación que puedan complementar las incipientes instituciones nacionales y minimizar las oportunidades para que el gobierno pueda justificar una intervención oportunista que desanime la inversión.

Por consiguiente los países deben analizar las enseñanzas adquiridas con modalidades que, como la capitalización por parte del sector privado, —que permitía al sector público continuar con la mitad de la propiedad y recibir las ganancias correspondientes—, fueron tan exitosas en Bogotá aunque no tuvieron la misma suerte en la República Dominicana y no se repitieron en otras partes de Colombia. En principio esta modalidad ofrece la posibilidad de que los más pobres puedan compartir, a través de los recursos que pone a disposición del Estado, los beneficios de la participación privada pero no ha sido aprovechada para alistarlos en la coalición reformista.

Los países que por una u otra razón deban mantener el papel empresarial del Estado, ya sea en coexistencia con el sector privado o como monopolio estatal, afrontan un desafío de mayor magnitud: poder controlar las tentaciones para confundir los papeles y volver a las andanzas del pasado. Algunos países han ensayado modalidades de gobernabilidad empresarial con este fin pero la experiencia ha demostrado que su éxito depende del grado en que se involucren grupos con intereses genuinos en la integridad financiera de la empresa. Un ejemplo interesante es la experiencia de la empresa colombiana ISA, en la que el gobierno mantiene un control accionario pero aprovechó la participación minoritaria privada para apuntalar la implantación de un sistema efectivo de gobernabilidad de la empresa hasta el punto de que no requiere la garantía del Estado para prestar en los mercados internacionales y esta deuda no se contabiliza por el FMI como deuda. Sin embargo, esta opción exige una trayectoria de desempeño mínima o unos compromisos explícitos para atraer la participación de inversionistas minoritarios.

### Los mercados

Los inversionistas en generación necesitan un mercado con señales adecuadas para la inversión y una asignación de riesgos que les permita obtener los recursos financieros. Esto puede entrar en conflicto con los ideales del mercado competitivo, pero ya vimos en el capítulo 7 que es posible tener opciones que se acomoden a las realidades locales alcanzando el grado de competencia que permiten. Sin embargo, es preciso todavía avanzar mucho en el diseño de contratos que hagan posible una asignación adecuada del riesgo entre productores, consumidores y gobiernos y que sean satisfactorios para los financiadores. Además, el problema de minimizar los costos de la transición al nuevo sistema no es trivial, como lo han demostrado experiencias recientes. En mercados pequeños insistir en un modelo de competencia *en el mercado* no parece tener mucho sentido y es necesario avanzar en sistemas de *competencia por el mercado*. Tampoco tiene mucho sentido insistir en la competencia al por menor con consumidores de bajo voltaje cuando se ha probado su irrelevancia y cuando puede constituir un obstáculo para establecer los compromisos de largo plazo requeridos para disminuir las oportunidades de poder de mercado al por mayor y para dar señales a los inversionistas.

Los inversionistas en distribución requieren ciertas garantías de que contarán con el apoyo jurídico para poder desempeñar su gestión comercial

y de que tendrán una revisión de precios equitativa. Esto exige que se reformule el sistema de regulación por tope de precios existente en la región y que se pueda dotar a los reguladores de los recursos para lograr una mejor regulación de precios a los sectores monopolistas.

### **La legitimidad de las reformas**

Tal vez el mayor desafío consiste en poder establecer los instrumentos para garantizar el acceso de los más pobres al servicio y así poder legitimar las reformas. Es fundamental poder avanzar en unos sistemas que permitan orientar mejor los subsidios y disminuir los errores de inclusión sin aumentar los de exclusión. Para ello es necesario establecer asociaciones entre el sector público, la empresa privada y la comunidad que permitan a los pobres urbanos y rurales acomodar su consumo a sus posibilidades, ya aumentadas con el subsidio, y disminuir los obstáculos al acceso que representan los costos iniciales de conexión y alambrado interno.

Las experiencias descritas en el capítulo 8 indican que existen maneras de atender la calidad de la atención y adaptar los cobros a las condiciones particulares de los pobres y que éstas pueden ser uno de los refuerzos que hacen posible el cambio institucional. Los usuarios necesitan percibir beneficios tangibles que compensen el esfuerzo económico que significa tener que pagar por un servicio que consideraban un derecho adquirido a ser suministrado gratuitamente por el Estado. La sostenibilidad del sistema requiere por tanto invertir en la creación de un clima de confianza entre la empresa y los pobres para que éstos se puedan convertir en clientes con todos los derechos y deberes que ello implica. Si bien este aporte de las empresas es crucial para reforzar los incentivos que evitan un comportamiento oportunista por parte de los consumidores, no es tarea de ellas solamente, pues requiere complementarse con el aporte de los gobiernos para facilitar los subsidios y con el aporte del regulador para facilitar la experimentación que permita identificar los mejores instrumentos para hacerlo. Ello contribuiría a que el público empezara a apreciar el verdadero papel del Estado como regulador y como responsable de la definición de políticas y percibiera las ventajas de buscar la satisfacción de sus necesidades a través de cauces institucionales sin la intermediación clientelista que ha sido la norma en el pasado.

Para terminar, después de más de 23 años de vinculación al Banco Interamericano de Desarrollo no podría descuidar los desafíos que afron-

tan las instituciones multilaterales de crédito para ayudar a los países en la tarea de la construcción de la institucionalidad utilizando para ello todos los recursos e instrumentos a su disposición. Es una tarea en la que no hemos sido muy eficaces pero sin la cual no sería posible atraer los capitales necesarios para establecer unos servicios públicos confiables y accesibles, imprescindibles para el desarrollo de nuestras economías y el bienestar de nuestra población.

## Referencias

- Djankov, Simeon, Edward Glaeser, Rafael La Porta, Florencio López de Silanes y Andrei Shleifer. 2003. *The New Comparative Economics*. Institute for Economic Research, Harvard University Discussion Paper No. 2002. Cambridge, MA.
- Lora, Eduardo. 2006. *La reforma del Estado*. Washington, D.C.: Banco Interamericano de Desarrollo.
- Rodrik, Dani. 1999. Institutions for High-Quality Growth: What They Are And How To Acquire Them. *Studies in Comparative International Development* 35(3).
- Rodrik, Dani. 2004. Growth Strategies. Disponible en línea en: <http://ksg-home.harvard.edu/~drodrik/growthstrat10.pdf>
- Shliffer, A. y R.Vishny. 1998. *The Grabbing Hand: Government Pathologies and Their Cures*. Cambridge, MA: Harvard University Press.

# ENERGÍA

*Entre el mercado y el Estado: Tres décadas de reformas en el sector eléctrico de América Latina* ofrece un rico recuento de las experiencias de los modelos estatista y reformista en la región enfatizando los supuestos implícitos en los mismos y las fallas de sus proponentes en asegurar la congruencia entre lo teórico y lo que es práctico, lo que debería ser y lo que es. Antes que una defensa a ultranza o condena de un modelo determinado, el autor busca involucrar al lector en una reflexión continua sobre las restricciones que condicionan su desempeño en un contexto particular. Para ello, se vale de la experiencia adquirida durante su largo contacto, en su mayor parte desde la tribuna privilegiada del Banco Interamericano de Desarrollo, con el día a día del sector, pero también se nutre de una discusión detallada de la literatura corriente sobre el tema. A partir de una discusión general sobre las experiencias de los modelos estatista y de mercado en la región, el autor ilustra sus puntos de vista con descripciones detalladas de tres países y con una discusión de los temas cruciales que enfrenta el sector en la actualidad. Por la riqueza de la información presentada, la integridad con que se presentan las experiencias y la variedad de disciplinas y temas a que el autor acude para presentar explicaciones, *Entre el mercado y el Estado* constituye referencia obligada para todos los interesados en el futuro del sector eléctrico en la América Latina y el Caribe.



**Banco Interamericano de Desarrollo**

1300 New York Avenue, N.W.  
Washington, D.C. 20577  
Estados Unidos de América

[www.iadb.org/pub](http://www.iadb.org/pub)

ISBN 1-59782-028-8



9 781597 820288

