FUNDACION PARA LA EDUCACION SUPERIOR Y EL DESARROLLO

LA SOSTENIBILIDAD DE LAS REFORMAS DEL SECTOR ELECTRICO EN AMERICA LATINA LAS REFORMAS EN COLOMBIA

Ulpiano Ayala
Jaime Millán

Informe de Trabajo

Banco Interamericano de Desarrollo
Washington, D.C.
Mayo de 2002

LA SOSTENIBILIDAD DE LAS REFORMAS DEL SECTOR ELÉCTRICO EN AMÉRICA LATINA

LAS REFORMAS EN COLOMBIA

Ulpiano Ayala

Jaime Millán

INFORME DE TRABAJO

Banco Interamericano de Desarrollo

Washington, D.C.

mayo de 2002

Este informe se publica con el único objeto de contribuir al debate sobre un tema de importancia para los países de la región. Su publicación por este medio tiene como propósito generar comentarios y sugerencias de las personas interesadas en el tema. El informe no ha sido sometido a un proceso riguroso de revisión ni ha sido estudiado por el Grupo gerencial del Departamento de Desarrollo Sostenible. Por lo tanto no representa la posición oficial del Banco Interamericano de Desarrollo.

Documento a ser presentado en el taller "La sostenibilidad de las reformas del sector eléctrico en América Latina y el Caribe", Banco Interamericano de Desarrollo, 20 de mayo de 2002, Washington, D.C.

Las reformas al sector eléctrico en Colombia se encuentran en la encrucijada, y se requiere un esfuerzo de análisis, divulgación, debate y políticas para asegurar su sostenibilidad. Este estudio forma parte de la serie orientada en esta dirección, que analiza casos similares en diversos países y ha sido apoyada y orientada por el Banco Interamericano de Desarrollo con el apoyo financiero de la Agencia noruega para el desarrollo (NORAD). En Colombia ha recibido el apoyo del Ministerio de Minas y Energía, a través de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME).

Los autores del trabajo han sido Ulpiano Ayala, investigador asociado de Fedesarrollo en Bogotá, y Jaime Millán, economista del Banco Interamericano de Desarrollo en Washington. Se contó con la asistencia de investigación de Mario Nigrinis, en Fedesarrollo.

Se reconocen y agradecen así mismo los aportes hechos por José Manuel Mejía y Alberto Brugman, consultores en Bogotá, los comentarios hechos por Nils von der Fehr, Universidad de Oslo y Ashley Brown, Universidad de Harvard, y muy especialmente del personal de la UPME. También se agradecen los comentarios hechos por los funcionarios actuales y antiguos del gobierno colombiano, directivos de gremios y empresas de los sectores eléctrico y de servicios públicos, y otros expertos, en diversos foros seminarios realizados en Colombia. Todos ellos contribuyeron a hacer más leíble este documento. Sin embargo, los errores y omisiones son responsabilidad única de los autores.

Acrónimos

ACOLGEN	Asociación Colombiana de Generadores
ASIC	Administración del Sistema de Intercambios Comerciales
ASOCODIS	Asociación Colombiana de Distribuidores
BOT	Built Operate and Transfer
CD	Convenios de Desempeño
CNC	Consejo Nacional de Comercialización
CND	Centro Nacional de Despacho
CNO	Consejo Nacional de Operaciones
CODENSA	Empresa de Distribución de Bogotá
CORELCA	Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica
CPC	Cargo por Capacidad
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
CRT	Capacidad Remunerable Teórica
CVC	Corporación Regional del Valle del Cauca
DES'c	Duración de interrupción del servicio
DNP	Departamento Nacional de Planeación
EC	ELECTROCOSTA
ECA	ELECTROCARIBE
ECIE	Empresa Comercial e Industrial del Estado
EDCGN	Empresas Distribuidoras controladas por el Gobierno Nacional
EEP	Empresa de Energía de Pereira
ENGESA	Empresa de Generación de Bogotá
EPM	Empresas Públicas de Medellín
EPSA	Empresa de Energía del Pacífico
FEN	Financiera Eléctrica Nacional
FERC	Comisión Federal Reguladora de Energía de los EE. UU.
FES'c	Frecuencia de interrupción del servicio
GN	Gobierno Nacional
ICEL	Instituto Colombiano de Electricidad
ISA	Interconexión Eléctrica S.A.
MEM	Mercado Mayorista de Energía
MME	Ministerio de Minas y Energía
PPA	Power Purchase Agreement
SIC	Superintendencia de Industria y Comercio
SIN	Sistema de Interconexión Nacional
SSPD	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios
TDR	Tasa de Retorno
UPME	Unidad de Planeación Minero Energética
ZNI	Zonas no Interconectadas

Índice

RESUMEN 1
CAPÍTULO 1 12
1. LAS REFORMAS 12
2. EL MERCADO Y SU REGULACIÓN 13
3. AMENAZAS A LA SOSTENIBILIDAD DE LA REFORMA 14
4. PLAN DEL ESTUDIO 20
CAPÍTULO 2 22
1. INTRODUCCIÓN 22
2. LA REFORMA: CAUSAS 22
3. LAS EXPECTATIVAS DEL NUEVO MODELO 27
4. RESTRICCIONES TÉCNICAS E INSTITUCIONALES 32
CAPÍTULO 3 38
1. INTRODUCCIÓN 38
2. LA GOBERNABILIDAD POLÍTICA DE LAS EMPRESAS ESTATALES Y EL FRACASO DE LOS MECANISMOS DE INTERVENCIÓN 39
3. UN CUENTO DE TRES CIUDADES 41
4. LA CARGA FINANCIERA PARA EL ESTADO 45
5. EL PROCESO DE PRIVATIZACIÓN 46
6. LA INVERSIÓN PRIVADA EN GENERACIÓN NUEVA 50
CAPÍTULO 4 52
1. INTRODUCCIÓN 52
2. EL ESTADO COMO EMPRESARIO Y REGULADOR 52
3. LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS, CREG 54
4. SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS DOMICILIARIOS (SSPD) 58
5. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA (MME) Y UPME 62
6. LA REGULACIÓN DE LOS SEGMENTOS NO COMPETITIVOS 63
7. EL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD (MEM) 67
8. DESENLACE: ESTANCAMIENTO, VULNERABILIDAD Y AMENAZAS DE CONTRARREFORMA 75
CAPÍTULO 5 78
1°. RECOMENDACIÓN 79
2°. RECOMENDACIÓN 81
3°. RECOMENDACIÓN 84
4°. RECOMENDACIÓN 87
5°. RECOMENDACIÓN 89
6°. RECOMENDACIÓN 91

Figuras

FIGURA 1 16
FIGURA 2 CARTERA TOTAL GENERADORES E ISA EN MILLONES DE PESOS 17
FIGURA 3 PRECIOS DE LA BOLSA, CONTRATOS Y MERCADO REGULADO 18
FIGURA 4 EVOLUCIÓN PÉRDIDAS DE ENERGÍA 1970 - 1997 25
FIGURA 5 50
FIGURA 6 EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS AL CONSUMIDOR FINAL 63
FIGURA 7 MERCADO REGULADO - ESTRUCTURA TARIFARIA 64
FIGURA 8 EVOLUCIÓN DEL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA 67

Resumen

1. Introducción

Las reformas al sector eléctrico en Colombia se encuentran hoy en la encrucijada. A la crítica situación financiera de muchas empresas de distribución (tanto públicas como privadas) se aúnan serias dificultades en la operación del Mercado Mayorista de Electricidad (MEM) y el debilitamiento de la credibilidad de las instituciones reguladoras y la legitimidad del modelo, que confluyen a debilitar los ya precarios incentivos para la inversión privada, como consecuencia de una prolongada recesión económica y el deterioro de la seguridad. Este escenario no parecía plausible apenas en 1998 cuando el éxito en la vinculación del sector privado a la EEB ofrecía una alternativa clara para la consolidación de la reforma, y las expectativas de crecimiento económico atraían a numerosos inversionistas privados en generación dentro de las reglas del mercado competitivo.

Este resultado es tanto más lamentable por cuanto el progreso logrado hasta esa fecha claramente justificaba las expectativas que se tenían cuando se puso en marcha la implantación de la reforma en 1994, con la aprobación por el Congreso de la República de las Leyes 142 de Servicios Públicos y la Ley 143 Eléctrica. La reforma surgió como respuesta a una crisis continua en el funcionamiento y financiamiento del sector, ocasionada en parte por la falta de separación de los papeles del Estado como empresario, como fijador de políticas y como regulador. Esta falta de separación de papeles del Estado, en parte en conflicto, resultaba en la provisión de incentivos perversos para los administradores del sector, dificultaba su manejo eficiente, comprometía la capacidad del Estado para endeudarse y creaba un alto grado de politización en las decisiones del sector a todos los niveles.

La reforma del sector eléctrico formó parte del conjunto de reformas que se iniciaron en América Latina a principios de los años noventa que buscaban una salida al estancamiento económico en la adopción de un nuevo paradigma económico. En lo referente al sector de infraestructura, estas reformas propiciaban la vinculación empresaria privada a la provisión de servicios y limitaban el papel del Estado a la definición de políticas y a la regulación. El establecimiento de la competencia en los segmentos en donde ésta fuera posible contribuiría a garantizar la eficiencia económica dejando esta tarea a la regulación en los segmentos no competitivos del mercado. Adicionalmente una regulación independiente protegería a los inversionistas de intervenciones oportunistas del gobierno al mismo tiempo que defendería los intereses de los consumidores. La sostenibilidad financiera sería conseguida mediante la atracción de inversionistas privados y el pago de los costos reales del servicio por los consumidores, mientras que la sostenibilidad social se lograría mediante el establecimiento de subsidios claros y transparentes, concentrados en la población objetivo y procurando minimizar las distorsiones a las señales tarifarias. El experimento colombiano de reforma se benefició de la experiencia pionera de otras regiones pero, asimismo, debió enfrentar condiciones bien diferentes a las de los países modelo: la concentración de cerca del 50% del consumo en tres empresas municipales que no se encontraban bajo la jurisdicción directa del GN, la pugna entre regiones por obtener transferencias del Presupuesto Nacional, un sistema interconectado dominado por la generación hidroeléctrica, un sistema de tarifas para servicios públicos financieramente deficitario y dominado por los subsidios cruzados, contrastaban con economía relativamente sana y boyante.

Sin embargo, después de casi una década de reformas y a pesar de los numerosos logros[1], al igual que Colombia muchos países Latino Americanos encuentran dificultades en consolidar su implantación. Las recientes crisis eléctricas de California y el Brasil han cuestionado la bondad del modelo competitivo en el sector, en muchos círculos se plantea el fracaso del modelo "neoliberal" y se propugna por un regreso al modelo estatista. Aún cuando los defensores de esta interpretación extrema olvidan convenientemente analizar las razones que llevaron al fracaso del modelo estatista en muchos países, o la replicabilidad de los pocos ejemplos exitosos, las dificultades experimentadas para consolidar la implantación del modelo reformista obligan una reflexión profunda sobre sus causas. En efecto, durante la ultima década se ha consolidado una escuela de pensamiento que encuentra una explicación a las dificultades de los países en desarrollo en adoptar las instituciones que han resultado exitosas en países de la OECD a la falta de una compatibilidad adecuada con el resto de las instituciones, tanto formales como informales.[2]

Con estos antecedentes, el BID inició una investigación en tres países de la región[3] para identificar las amenazas a la sostenibilidad de las reformas en sus sectores eléctricos y sugerir estrategias para su consolidación. La metodología adoptada[4] se enmarca dentro del enfoque institucional, parte de un diagnóstico de la reforma y su implantación buscando identificar las restricciones que han impedido su plena adopción, y por ende alcanzar las expectativas originales.

Si bien muchos lectores esperarían de este trabajo soluciones inmediatas a los agobiantes problemas del sector, el estudio se inserta dentro del marco de la investigación del BID y su alcance está condicionado por los objetivos de la misma. Por lo tanto, su contribución es más modesta, pretende solamente efectuar una aproximación inicial al estudio de la economía política de la reforma para resaltar las implicaciones de la falta de armonía entre el modelo propuesto y el acerbo institucional del país con la intención de formular algunas recomendaciones generales. La definición concreta de las estrategias y políticas para enfrentar los problemas del sector requiere un conocimiento más detallado y corresponde a las autoridades y a los agentes del sector.

La tesis que se plantea en este estudio es que si bien muchos de los elementos del paquete reformista han podido implementarse y buena parte de los resultados esperados se han logrado, varios supuestos implícitos en la estrategia han resultado inadecuados debido a limitaciones institucionales, técnicas y de economía política, como se indica mas adelante. Por estas razones, a pesar de los éxitos iniciales, el modelo era vulnerable a choques externos al sector, como la recesión económica y los atentados terroristas que afectaron el sector a partir de 1999. Paradójicamente, las amplias oportunidades para los inversionistas generadas por un crecimiento sostenido de la demanda durante los primeros años de la reforma hacían menos visibles las limitaciones del mercado y la debilidad de las instituciones reguladoras. Estas, sólo se pusieron en evidencia en el contexto de la pugna entre los diferentes grupos por disputarse las rentas que ofrecía el sistema para compensar por los bajos precios de un mercado deprimido. Es así como el presente período electoral encuentra la coalición reformista debilitada por la crisis y ofrece oportunidades para que políticos oportunistas enemigos de la reforma intenten revertir sus logros.

---

[1] Millán Jaime, A Media Luz, BID América Julio 2001. http://www.iadb.org/idbamerica/spanish/JUN01S/jun01s3.html

[2] Ver por ejemplo: Douglas North, 1990. Institutions, Institutional Change and Econmic Performance. Cambridge University Press, y M. Aoki, 2001. Towards a Comparative Institutional Analysis. MIT Press

[3] Honduras, Guatemala y Colombia

[4] Nils von der Fehr and Jaime Millán, February 2001. Sustainability of Power Sector Reform in Latin America: An analytical framework. Mimeo

Para confirmar la tesis, este trabajo propone analizar la racionalidad de la reforma, sus objetivos, las medidas adoptadas, estrategia de implantación y supuestos implícitos para relacionarla con el desempeño observado y hacer explícita la medida en que éste ha sido afectado por las restricciones institucionales, técnicas y de economía política. Igualmente, el conocimiento de la medida y profundidad con que la reforma haya colmado las expectativas que se tenían sobre sus resultados permitiría apreciar su efecto sobre los grupos de interés y arrojar luces para diseñar estrategias compatibles con las restricciones que enfrenten las amenazas que se ciernen.

Además de esta introducción, el resumen contiene una breve descripción del contenido del documento, y secciones condensadas de las amenazas que se ciernen sobre el sector, las diferencias entre los supuestos y el desempeño, las restricciones actuales que condicionan la definición de estrategias y finalmente las recomendaciones. El capítulo uno introduce al lector a la problemática de las reformas del sector, su estructura actual y describe la naturaleza de las amenazas a su sostenibilidad, su origen y la razón por la cual se constituyen en amenazas. El capitulo dos contiene el análisis de las motivaciones y elementos principales de la reforma, así como la naturaleza general de las restricciones que han limitado su implementación total. A continuación, el capitulo tres estudia el desempeño de la reforma analizando la validez de los supuestos que soportaron su adopción y relacionándolo con las limitaciones que impone la falta de armonía de sus elementos con la historia institucional y dotaciones del país. Dentro de este marco se buscan explicaciones para el fracaso de la gestión en las empresas estatales en el periodo de transición, el desempeño desigual de las tres principales empresas municipales, Bogotá, Medellín y Cali, el errático proceso de vinculación del sector privado y se describe la magnitud de la carga para las finanzas del Estado que representa la privatización inconclusa. El capítulo cuatro analiza la pertinencia del marco regulador, la credibilidad y desempeño de las instituciones reguladoras y el desempeño del mercado mayorista, concluyendo con la reorganización de los actores e intereses que ha resultado de la crisis, que concretan la manifestación política de las amenazas, y ayudar en la elaboración de sugerencias, materia de las recomendaciones del capítulo cinco.

2. Amenazas a la sostenibilidad de la reforma

2.1. La crisis de la distribución

Con excepción de las Empresas Públicas de Medellín (EPM), de EPSA, empresa privada que sirve el Departamento del Valle del Cauca, excluyendo Cali, y CODENSA, empresa privada que sirve a Bogotá y 94 municipios aledaños, las demás empresas de distribución se encuentran prácticamente en bancarrota. Las trece empresas distribuidoras-comercializadoras regionales, en proceso de privatización, prestan el servicio en una tercera parte del territorio nacional, cubren el 36% de la población total y con una participación en el mercado nacional cercana al del 18% son consideradas financieramente inviables por el GN[5]. EMCALI, la empresa municipal que suministra los servicios de distribución y comercialización de electricidad [6]a Cali, la tercera ciudad del país con el 7% del mercado eléctrico, se encuentra en bancarrota e intervenida por la SSPD. EEP, que sirve al municipio de Pereira está al borde de ser intervenida, y las recientemente privatizadas ELECTROCOSTA y ELECTROCARIBE, que sirven los departamentos de la Costa Atlántica con 19% del mercado alcanzaron a llegar al borde de la cesación de pagos.

[5] Por simplicidad Empresas de Distribución Controladas por el Gobierno Nacional (EDCGN)
[6] También presta los servicios de Agua Potable, Alcantarillado, Teléfonos

La crisis en la distribución tiene amplias repercusiones para el futuro del sector porque la cartera morosa con la bolsa de energía pone en peligro su solvencia financiera y la base misma del mercado. En el corto plazo, llevaría a cortes obligatorios en el servicio a las distribuidoras morosas que podrían generar problemas de orden público que serían aprovechados en forma oportunista en época electoral. En el mediano plazo impondrían una carga financiera que el Estado no estaría en condiciones de atender.

Las causas de la crisis de distribución son diversas e incluyen tanto factores bajo el control de las empresas, o riesgos empresariales conocidos de antemano, como otros factores externos cuyo control está fuera de su alcance o que no podrían ser previstos y afectan en diferente grado a cada una de las empresas mencionadas. La intervención de la política regional en el manejo de las empresas estatales está detrás de una deficiente gestión con altas pérdidas eléctricas que llegan hasta el 35%, contratación deficiente, y algunos casos en forma poco transparente, de PPA y BOT, y una baja productividad laboral aunada a la falta de provisiones para sus fondos de pensiones. Además de una deficiente regulación de la distribución, el impago de las cuentas por las empresas del Estado, el atraso en el pago de los subsidios pactados con el GN, la exposición excesiva al mercado spot, estos problemas se han exacerbado por la crisis económica que frenó el crecimiento de la demanda y que ha afectado la cartera de ventas en mercados caracterizados por baja densidad, altos costos operacionales y alta concentración de usuarios de bajos ingresos.

2.2. La alta volatilidad en el MEM y la falta de señales de largo plazo adecuadas

La alta dependencia del recurso hidráulico y la relativa baja capacidad de almacenamiento hacen que el mercado colombiano sea extremadamente volátil. Esta volatilidad se acrecienta por las oportunidades de ejercer poder dominante en el mercado en las ocasiones en que la oferta está limitada ya sea por la ocurrencia del evento ENSO[7] o por restricciones del sistema de transmisión. Los ataques terroristas del último año incrementaron las restricciones hasta el punto de segmentar el mercado. Las oportunidades que ello presentó para el ejercicio de poder dominante por los generadores junto con cambios en la regulación de las restricciones de transmisión, que transfirieron al comercializador, y eventualmente al consumidor, en mayor cuantía y más rápidamente los costos de las mismas, desataron una polémica que llevó a la CREG a intervenir el mercado. La intervención llevó a una reducción significativa del costo de las restricciones, pero como era de esperarse despertaron fuerte oposición por parte de los generadores quienes consideran la intervención como un cambio en las reglas del juego ejecutada de manera oportunista por el gobierno para expropiarlos de ingresos a los que tenían derecho.

La primera y más importante de las metas de cualquier sistema eléctrico es asegurar la continuidad del suministro- que la luz no se vaya! Esta no es una tarea fácil, ya que requiere el balance continuo entre la oferta y la demanda tanto en el corto como en el largo plazo. Los recientes 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 reestablecerlo, y de la diligencia con que lo haga depende su misma supervivencia. Existe por lo tanto una tentación de mantener un control estricto del sector, aún cuando argumentos, económicos y de otra índole, implican liberalización y privatización. Encontrar una solución para la continuidad del suministro es por lo tanto crucial para la sostenibilidad de la

[7] Conocido como el fenómeno de El Niño que se manifiesta en Colombia en forma de sequías recurrentes

reforma. Sin embargo, las intervenciones reguladoras en el mercado colombiano[8], si bien claramente bien intencionadas, no han sido necesariamente bien diseñadas y pueden debilitar la capacidad misma del sistema para entregar un nivel razonable de seguridad del suministro. A pesar de existir un consenso sobre la necesidad de reemplazar la metodología existente este no se ha logrado en torno a las propuestas para reemplazarlo con mecanismos de mercado comisionadas por el GN y la CREG.

Aun cuando los problemas experimentados en el MEM son menores comparados con los de California o Brasil, ellos suministran munición para los enemigos de las reformas y han copado la atención del regulador dejándole menor tiempo para otros menesteres urgentes como la distribución. Igualmente, la incertidumbre en los precios de largo plazo por la carencia de claros mecanismos que reemplacen a los cargos por capacidad debilita los incentivos para nueva inversión en generación, pero más importante, la polémica pública entre los miembros del mercado y el regulador desacredita el modelo.

2.3. La crisis de las instituciones reguladoras

Los mencionados problemas 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 en torno a la liberalización del mercado de gas natural han contribuido al deterioro de su credibilidad. Con frecuencia los agentes del mercado prefieren el dialogo directo con las altas autoridades para resolver sus disputas. Esta debilidad de la CREG es aún más crítica cuando a ella se suma el desprestigio de la SSPD, ocasionado por el fracaso en la gestión de las empresas intervenidas, por el escándalo de Termorío y por las dificultadas experimentadas en otros servicios como agua potable.

No puede enfatizarse demasiado el peligro que representa para la reforma unas instituciones reguladoras en crisis en un momento en el cual ellas son más necesarias, por los problemas mencionados anteriormente. El debilitamiento de su legitimidad contribuye a alimentar las propuestas populistas que buscan reformar la Ley 142 de Servicios Públicos y la Ley 143 de Electricidad pero que desgraciadamente no apuntan a mejorar sus puntos débiles.

2.4. Las dificultades para atraer inversión privada

Los anteriores problemas exacerbados por las condiciones económicas y de seguridad han disminuido el apetito para los inversionistas extranjeros. Solamente ISA (empresa controlada por el Estado), ha desarrollado proyectos de construcción de nuevas líneas de transmisión y si bien la depresión de la demanda no requiere la expansión de generación inmediata, existe incertidumbre sobre la capacidad o el interés de los agentes para emprender a tiempo las nuevas inversiones en generación que requeriría una reactivación del mercado. Este panorama se hace aún más difícil cuando se consideran las nuevas estrategias globales de las multinacionales y la amenaza de la participación del Estado en nuevos proyectos hidroeléctricos de gran tamaño.

El número de participantes en el mercado eléctrico internacional ha venido disminuyéndose ya sea por adquisiciones y alianzas o por un reparto estratégico del mercado en zonas de influencia. Así, en Colombia una gran parte de la participación privada se concentra en dos grandes empresas que muestran una marcada preferencia por la integración vertical. De continuar esta falta de interés

---

[8] Cargos por Capacidad y Mínimos Operativos

las condiciones de vinculación del capital privado podrían hacerse más onerosas o limitar las posibilidades de competencia en el largo plazo.

3. La reforma

Los orígenes de la reforma Colombiana no pueden atribuirse en forma simplista al racionamiento del año 1992, como lo afirma una interpretación popular, sino en la decisión de un gobierno para aprovechar una ventana de oportunidad que podría tardarse un largo tiempo en repetirse. Así, la ocurrencia simultánea del agotamiento del modelo estatista y la aceptación de un nuevo paradigma de desarrollo en el ámbito internacional, junto con la promulgación de una nueva Constitución que le abría las puertas, coincidieron con el consenso obtenido entre 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 el Estado y para desarrollar los principios de la constitución de 1991 ejecutada por la Administración Gaviria.

La reforma constitucional de 1991 posibilitó una transformación radical del sector eléctrico. De un esquema planificado ex ante y administrado por técnicos pero cuyo control residual estaba en manos de intereses parlamentarios, se pasó en 1995 a un esquema de libre entrada de agentes, la conformación de una Comisión de Regulación, un mercado competitivo en el segmento contestable del negocio (generación), y la regulación de los segmentos no contestables (transmisión y distribución). El nuevo orden comenzó su funcionamiento con un sector en manos públicas (en su mayoría del orden local o regional), que empezó a ser privatizado a través de la compra de activos existentes –inicialmente en generación-, participación accionaria, y después en empresas de distribución. Vista en perspectiva, la reforma es un enorme avance que reduce los costos económicos y políticos inherentes a la gestión pública del servicio en el pasado, en la cual muchos incentivos estaban alineados en la dirección incorrecta

Con la adopción del nuevo modelo de desarrollo para el sector se buscaba salir del círculo vicioso en que se encontraba separando los papeles del Estado como trazador de políticas, regulador y empresario. En particular, la reforma buscaba descargar en el sector privado la inversión en generación que era la necesidad más apremiante, dejando para más tarde su participación en la distribución, controlada por intereses políticos locales así su propiedad estuviera en manos de la Nación. En la medida en que la gestión de las empresas estatales no rindiera los resultados esperados, podrían ser intervenidas por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y eventualmente privatizadas. El establecimiento de este ente supervisor junto con la Comisión de Regulación de Energía y Gas fomentaría la competencia y regularía los segmentos monopólicos como la distribución, mientras que la adopción del más novedoso modelo de mercado, semejante al vigente en Inglaterra y Gales, permitiría la competencia en la generación. Sin embargo, en la etapa de diseño no parecían percibirse, al menos explícitamente, restricciones que podrían afectar el logro de las expectativas creadas: la herencia institucional del país, el poder regional, y la precariedad y novedad de los mercados eléctricos mayoristas.

La herencia institucional. La regulación para establecer mercados y competencia, controlar poder de mercado y balancear intereses de empresas y consumidores es, por supuesto, una práctica importada y ajena a un mundo de monopolios politizados. Pero aún más, su tecnología es derivada en parte de un sistema de protección de la propiedad y del acceso los mercados basado en la ley común y no en la estatutaria, y sus raíces legales están fundamentadas en sistemas diferentes de división de poderes y de derecho administrativo. Por otra parte, la tecnología de la regulación adecuada a las nuevas formas de mercado, como las bolsas, está aún en fase temprana de desarrollo en el mundo. Así es que la regulación estructurante de mercados competitivos no solo ha enfrentado

obstáculos en cuanto sus objetivos chocan con poderes establecidos, sino que lo ha hecho en condiciones que requieren una gradual aclimatación y adecuación.

La reforma constitucional es relativamente reciente y no se ha llegado aún a una relativa estabilidad respecto a la división de poderes y al sistema de chequeos entre ellos. Se argumenta con frecuencia, por ejemplo, que la Corte Constitucional suele colegislar y cogobernar, y que en ello no tiene siquiera restricciones de consistencia, ni hay instancias de apelación. Hay inestabilidad en sus determinaciones, habiéndose producido reversiones de conceptos y dictámenes. En su aislamiento, ha ignorado a veces las condiciones reales de la economía y las restricciones presupuestales[9]. El sistema de carrera administrativa y las normas jurídicas impiden remunerar adecuadamente a los reguladores. Hay un severo régimen de inhabilidades e incompatibilidades que limita su selección a funcionarios públicos que provienen con frecuencia de entidades con funciones de planeación o de control.

Según la Constitución las comisiones reguladoras forman parte integral de la cadena administrativa del ejecutivo, pese a que éste pueda tener limitaciones para los nombramientos y en los procedimientos decisorios y pese a una relativa autonomía administrativa y financiera. Ello resulta en una falta de autonomía sin que ello asegure por otra parte la coordinación con los entes que realizan las funciones de Planeación y formulación de Políticas.

El poder de las regiones. Los congresistas que operan en forma clientelista no vieron suficiente amenaza en una reforma que abría espacio al sector privado en la generación, y que preservaba inicialmente la integración vertical de las grandes empresas municipales, siempre que se mantuviera su influencia en éstas y en las demás electrificadoras públicas regionales. Al mismo tiempo, fue clave que la vigilancia y control no atacaran estas bases políticas y ello pudo contribuir a la relativa mayor politización de esta rama de la regulación. En consecuencia, el GN al asumir la propiedad accionaria de empresas públicas locales no siempre ha podido asumir también el control de las mismas, que suele compartirse con las administraciones y políticos regionales y locales.

Los mercados eléctricos son un producto en elaboración. Las expectativas sobre la viabilidad de alcanzar un mercado eléctrico competitivo con mínima intervención reguladora probaron ser optimistas como lo atestigua la experiencia tanto en Colombia como en el resto del mundo. El aprendizaje es largo y los ajustes frecuentes.

4. La implementación

La reforma ha cumplido muchas de las expectativas que se crearon con su adopción. Los inversionistas extranjeros han invertido más de US$6.000 millones en el sector, la carga fiscal para el GN se ha reducido, así como la deuda pública a cargo del sector. En particular, el proceso de capitalización por el sector privado de la Empresa de Energía de Bogotá, la mayor del país, y la venta del 65% de EPSA han redundado en numerosos beneficios para la comunidad. Los costos de generación y las tarifas a los usuarios finales han bajado en términos reales, y por último pero no menos importante, se enfrentó de manera exitosa la amenaza de racionamiento con ocasión de un fuerte evento ENSO en 1997–1998. Sin embargo, limitaciones técnicas e institucionales así como dificultades políticas y económicas han impedido el logro de varias de las expectativas y/o supuestos implícitos haciendo vulnerable el proceso a choques externos. El Gobierno fracasó en sus intentos de operar con criterio empresarial las empresas distribuidoras en las cuales era accionista

[9] Aunque hasta el momento, todo esto no se ha manifestado en forma adversa en el sector eléctrico.

mayoritario, y las empresas municipales corrieron una suerte similar, con la excepción de EPM. La estrategia de intervención de empresas insolventes probó no ser efectiva y prolongó la agonía de las intervenidas. La participación del sector privado en generación se dio con tropiezos: después de un inicio promisorio con la contratación de generación térmica privada para afirmar el sistema, la venta de varios activos de generación del GN, y la vinculación de plantas mercantes privadas, algunas electrificadoras contrataron PPAs onerosos y las anunciadas privatizaciones de ISAGEN y de CORELCA se estancaron. Las instituciones reguladoras son débiles, inadecuadas a las tareas y no se ha logrado un desarrollo balanceado de la regulación. El MEM ha tenido dificultades en controlar el poder dominante en el mercado. Finalmente, si bien la dependencia del presupuesto nacional ha venido disminuyéndose, la tendencia parece revertirse en los últimos años.

La Ley 142 dejaba a los municipios la opción de definir el alcance de la participación del sector privado en las empresas de su propiedad al permitirles escoger entre el modelo de organización como "empresa por acciones" o como Empresa Comercial e Industrial del Estado. La modalidad de empresas por acciones abría las puertas para una eventual privatización o capitalización por el sector privado mientras que la modalidad de EICE mantenía el control y la propiedad en manos del municipio. A principios de 1997 tanto la Empresa de Energía de Bogotá como las Empresas Municipales de Cali habían adoptado la opción de constituirse en empresa por acciones y habían reestructurado sus actividades. Por el contrario, el Consejo Municipal de Medellín escogió la opción ECIE que cerraba las puertas a una eventual participación del sector privado, pero no la inhibía de participar como empresario ya sea sólo o en asociación en zonas diferentes de su propia jurisdicción.

Cuatro años mas tarde, a finales del año 2001, encontramos una EEB capitalizada, con el sector privado controlando CODENSA y EMGESA lo que le ha permitido, además de mejorar significativamente la calidad del servicio y la atención al público, revertir el flujo de recursos que anteriormente desangraba el fisco del Distrito y contribuir en gran medida al éxito de las últimas administraciones para transformar la infraestructura de transporte y aportar al desarrollo social de la Ciudad. En claro contraste, EMCALI confronta la más grave crisis financiera de su existencia, intervenida por la SSPD y en vísperas de interrupciones del servicio eléctrico. EPM por su parte continuó prestando sus servicios y contribuyendo con transferencias al municipio, pero centró su estrategia en el crecimiento.

El desenlace tan diferente en Bogotá y Cali se explica en parte por las diferencias en el liderazgo municipal y porque la cómoda situación financiera de EMCALI, en contraste con la apremiante en Bogotá, le permitió a las administraciones municipales postergar su capitalización por el sector privado y endeudar a la empresa para financiar un programa de desarrollo municipal, que fue apenas el abrebocas de un continuo saqueo de la empresa. Debilitada, no pudo resistir las presiones del sindicato para revertir la reestructuración y cerrar las puertas a una vinculación transparente del sector privado. El pacto tácito entre los políticos de Medellín de limitar su intervención en EPM ha evitado hasta ahora que sigan el camino de EMCALI, pero cabe preguntarse si el modelo de EPM es replicable en el resto del país. Los fracasos de Cali y Pereira para mantener a raya las intervenciones políticas son pruebas fehacientes de que el modelo de Medellín obedece a condiciones muy especiales, el enrarecido ambiente institucional reinante en las electrificadoras controladas por el GN, el deterioro de la economía y la postración de las finanzas regionales hacen aún más difícil replicar este modelo en el resto del país. Por el contrario, si las condiciones que han asegurado una gestión independiente de los vaivenes políticos en EPM no se mantienen, las tentaciones para extraer rentas podrían deteriorar la situación de la empresa.

5. Recomendaciones: Un programa para manejar la crisis

El análisis realizado permite concluir que una gran parte de la agenda de la reforma se han llevado a cabo, que se han conseguido muchos de los resultados esperados, y que se han superado con éxito algunas de las barreras del régimen anterior. Sin embargo, el desfase entre los supuestos del modelo y la realidad en lo referente a las instituciones y los recursos han debilitado la reforma y la han hecho vulnerable a choques externos, cuestionando así su sostenibilidad.

Teniendo en cuenta el diagnóstico del sector y las restricciones que limitan las posibles opciones, este trabajo sugiere que para asegurar un servicio eléctrico sostenible en el largo plazo es necesario abandonar los proyectos de reversión que se discuten actualmente en el Congreso y en su lugar preparar un programa de salida de la crisis que oriente los principales aspectos del sector para los próximos cinco años. Este programa debería buscar el apoyo y consenso de los agentes relevantes del sector eléctrico y debería incluir medidas para fortalecer la legitimidad y credibilidad de las instituciones, determinar el gasto público que va a dirigirse al sector y dar un marco estable para la participación empresarial privada que respete los objetivos de largo plazo de la reforma. La aprobación por el Congreso del programa y su difusión publica contribuirían sin duda al éxito del mismo

El programa estaría estructurado entorno a seis componentes. El primer componente se refiere al volumen, destino y origen del gasto publico que va a dirigirse al sector. El segundo componente se refiere a las reformas de la CREG y la SSPD. El tercer componente incluiría las acciones para mejorar el funcionamiento del mercado al por mayor. El cuarto componente son las acciones para garantizar que las empresas reciben los ingresos adecuados al servicio que prestan. El quinto componente delimitaría y definiría el papel del estado como proveedor de servicios. El sexto componente se refiere a las inversiones y otras actividades concretas que van a realizarse para incrementar la cobertura y dar acceso a los servicios a los menos protegidos.

El primer componente de programa debe hacer explícitos los recursos del presupuesto nacional que se dirigirán al sector en los próximos cinco años. Tres principios se recomiendan para la asignación del gasto publico al sector eléctrico. Primero, el gasto publico deberá dirigirse con prioridad a aumentar la cobertura eléctrica a las áreas urbanas marginales y a las zonas rurales. Los recursos que se obtienen por las concesiones hidráulicas y las privatizaciones se asignarían en forma prioritaria para atender estas necesidades y solucionar otros problemas pendientes que frenan el desarrollo del sector. Sin embargo, el destino de los fondos debe estar detallado en el programa para su difusión y conocimiento por la sociedad colombiana. Segundo, se debe abandonar los programas públicos de inversión en proyectos de generación. Tales proyectos deberán ser acometidos por empresas privadas que pagaran una tasa anual por la concesión Tercero, venta de las distribuidoras en manos del estado en condiciones competitivas.

El segundo componente del programa son las acciones para aumentar la legitimidad y credibilidad de las instituciones de supervisión y regulación. Entre estas acciones cabe destacar las siguientes. Primera, abordar una reforma de la SSPD asegurando su especialización, reduciendo su papel en la atención a las quejas de los usuarios mediante su conversión en una instancia de segundo o tercer orden de atención al cliente, y desarrollando esquemas de intervención y liquidación rápidos. Segunda, abordar una reforma de la CREG que delimite las funciones que corresponden a la CREG y las que corresponden al Ministerio, modifique los procedimientos de la CREG que dan derecho de veto a los representantes del Gobierno, permita que la CREG tenga acceso a los recursos generados por las contribuciones de los regulados, implante un sistema apropiado de rendición de cuentas, y de evaluaciones periódicas de la actividad de los reguladores, y de publicidad a todas las decisiones y deliberaciones de la CREG.

El tercer componente del programa lo constituye la reforma del mercado mayorista con el objetivo de evitar el abuso del poder dominante de algunos agentes y de asegurar la continuidad del suministro a largo plazo sin la intervención empresaria del Estado. Entre estas acciones cabe destacar las siguientes. Primera, establecimiento de reglas simples de fijación de precios en casos especiales de seguridad de la red. Segunda, incluir el mercado mayoristas bajo el control de las autoridades de competencia. Tercera, la creación de un Comité de Seguimiento del Mercado que haría propuestas a la CREG y se encargaría de denunciar los indicios razonables de abuso de poder de mercado a las autoridades de competencia. Cuarto, asegurar que las retribuciones que perciben los generadores via cuotas de potencia y los precios spot del mercado mayorista son suficientes para aumentar la oferta de acuerdo con las necesidades de los consumidores. Una opción para ello seria dar a los comercializadores la responsabilidad de asegurar el equilibrio a largo plazo del sistema y cubriendo la demanda de sus clientes con contratos por capacidad (y/o contratos por demanda interrumpible). Esta medida debería ser complementada asignando al Operador del Sistema la responsabilidad de asegurar el balance oferta-demanda de corto plazo, lo que requeriría que contratara capacidad de reserva y demanda interrumpibles.

El cuarto componente del programa es la adecuada retribución de las empresas. Tal retribución requiere acciones en tres frentes. El primer frente es la determinación de tarifas adecuadas de los segmentos regulados. Aunque la fijación de las tarifas debe tener en cuenta los riesgos efectivos de las distintas empresas para determinar la tasa de retribución de capital, la práctica de discriminar la tasa de retribución en función del riesgo de la empresa puede introducir arbitrariedad en la determinación de tales tasas. Un enfoque más atractivo es identificar las causas de las diferencias de riesgo: probabilidad de pago, pérdidas etc., y fijar un costo asociado a tales parámetros diferente para cada empresa. Para evitar incentivos perversos, tal diferenciación debería eliminarse en un plazo de cinco años es decir en la próxima revisión de tarifas. 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 nivel con la participación de renombrados expertos internacionales y de reguladores de otros países que se encuentran en el mismo proceso.

El componente de la retribución de las empresas debe incluir medidas para asegurar que todos los consumidores pagan puntualmente sus deudas. Como quiera que la amenaza de corte de suministro para los entes públicos no es creíble. El Gobierno central planteara esquemas para que los municipios y otros entes públicos paguen las deudas pendientes y no incurran en falta de pago en el futuro Por ejemplo, los municipios que no paguen su deuda por servicio de alumbrado se le podrá interceptar una parte de las transferencias del Gobierno central a los municipios. Este componente debe contemplar también las acciones para que el Gobierno central y los municipios paguen a las empresas distribuidoras los subsidios que le corresponde pagar. A tal fin el Gobierno central puede negociar con las empresas distribuidoras un calendario para pagar las deudas atrasadas y comprometer fondos para el cumplimiento de los acuerdos de negociación

El componente quinto incluirá las medidas que competen al Gobierno nacional tendientes a limitar el volumen de activos eléctricos propiedad del Estado y a asegurar una gestión independiente de los activos que por cualquier motivo permanezcan en su poder. Este componente debe incluir un calendario para la venta de CORELCA e ISAGEN y de las distribuidoras. Sin embargo, como quiera que pueden presentar nuevos retrasos en el calendario que se establezca, el programa en este componente debe prever esquemas para la gestión de estas empresas que aseguren una gestión empresarial. Dentro de este componente, debe dedicarse atención a la conveniencia de renegociar algunos de los PPA y BOO para facilitar la capitalización de algunas distribuidoras. En caso de que se decida que tal renegociación no es viable, se hará una declaración a tal efecto en el programa con el fin de dar estabilidad al sistema y tranquilidad a los agentes inversores. En caso de

que la renegociación fuera necesaria, las bases y procedimientos para la misma deben especificarse en este componente del programa. Por último, es apremiante presentar una solución a las empresas intervenidas

El sexto componente del programa se refiere al conjunto de acciones que se van a llevar a cabo para facilitar el acceso a los pobres de una manera eficiente. Par atender a este componente es necesario especificar los fondos que se van a utilizar y los criterios de selección de las inversiones. La reestructuración de los actuales subsidios para concentrarlos en los más pobres, como propone el GN además de ser más eficiente contribuiría en forma importante a evitar la cultura del no pago exacerbada por la crisis. Un criterio fundamental para la selección de los programas de inversión de aumento de cobertura en áreas marginales rurales y urbanas es la aportación de las correspondientes entidades territoriales a las inversiones. En cualquier caso el programa debe incluir el detalle de las inversiones y su distribución geografía para que la sociedad y sus lideres políticos conozcan los beneficios y costes que les va a provocar el programa.

Algunas de las medidas propuestas requieren cambios en el marco regulador, y la oportunidad política de presentar las reformas puede ser un asunto tan importante como la reforma misma, mientras que otras no exigen reformas legales y pueden contribuir de inmediato a mejorar el desempeño del sector. La presente coyuntura no favorece un reposado análisis, adopción e implantación del programa propuesto. El deteriorado clima para la inversión privada eleva las restricciones de participación de la inversión extranjera: demandarán retribuciones más elevada y/o, buscarán protegerse mediante la negociación de privilegios especiales (tratamiento fiscal favorable, operaciones de salvamento, integración vertical, etc.). El deterioro del ingreso de la población y las expectativas sembradas por políticos populistas durante la campaña electoral dificultan la aceptación por el público de las alzas tarifarias necesarias para garantizar las nuevas inversiones. Los compromisos adquiridos no garantiza que los fondos públicos se utilizarán únicamente en las obras más prioritarias. La concentración de decisiones urgentes en manos de un regulador relativamente débil con escasos recursos y con fuertes limitaciones que le impone el régimen jurídico lo inhiben para tener una visión de largo plazo y lo incentivan para mantener el *status quo*.

La reforma y el nuevo modelo se sostienen e impulsan sobre la base del apoyo de una coalición ganadora decisiva, que además pueda compensar a los perdedores sin que los convierta en ganadores o parásitos permanentes que impidan alcanzar sus objetivos, o sin que se puedan formar otras coaliciones retadoras en torno a intereses y principios fundamentalmente contrarios a los mismos. Además del Gobierno, esta coalición incluye los empresarios privados del sector energético, los gremios de consumidores que se han beneficiado más directamente de la reforma como los industriales y comerciantes, la academia, dolientes latentes como los usuarios residenciales y potenciales como los hasta hoy excluidos del servicio, los formadores de opinión y la banca multilateral. Su articulación precisa entender las restricciones de participación de cada grupo, movilizar a la opinión pública y a dolientes latentes, como los usuarios sin servicios y los grupos ambientalistas, pero por sobre todo un ambiente propicio para la negociación.

La implantación de este programa requiere de liderazgo claro por parte del próximo Gobierno que permita articular sus elementos en detalle, gestionar su discusión entre los dolientes del sector y el resto de la opinión pública para plasmar su contenido en medidas legislativas y administrativas necesarias. La forma específica de liderazgo dependerá del estilo y prioridades del próximo gobierno. Si bien es cierto que las condiciones de coyuntura de Colombia hacen mucho más difícil aún el manejo de la crisis, la exitosa gestión del Gobierno Brasileño de su reciente crisis eléctrica ofrece lecciones que los colombianos deben estudiar cuidadosamente. Parte de su éxito se debe a la selección de un *superministro* con dedicación exclusiva que liderara todo el proceso.

Capítulo 1

INTRODUCCIÓN: LAS REFORMAS Y LAS AMENAZAS A SU SOSTENIBILIDAD

1. Las reformas

Hacia mediados del Siglo XX el servicio de electricidad era prestado en Colombia por empresas estatales de carácter municipal y nacional. En Colombia, como en otros países de la región, el Estado asumió este papel ante la incapacidad del sector privado para expandir el servicio mas allá de los mercados más rentables y responder el desafío de un país en crecimiento. Durante las tres décadas siguientes este modelo, basado en empresas estatales verticalmente integradas se apoyó en la banca multilateral para desarrollar el potencial hidroeléctrico y generar electricidad demandada por un país en crecimiento logrando alcanzar en 1990 una cobertura del 78% de su población. A diferencia de otros países de la región, este desarrollo fue altamente descentralizado dando lugar a una estructura en que las dos empresas municipales verticalmente integradas generaban y distribuían cerca del 40% de la energía y el resto era atendido por empresas de orden regional pero propiedad del GN como ICEL, CORELCA y CVC, e ISA una empresa de orden nacional, propiedad de las anteriores, dueña de la red de interconexión y de apreciable capacidad de generación. Sin embargo, a pesar de estos éxitos, para esta misma fecha el sector estaba prácticamente en bancarrota era responsable del 30% de la deuda externa total y del 33% del déficit del sector publico no financiero.

Como se indica en los capítulos siguientes, las reformas del sector eléctrico colombiano durante los años noventa surgieron como respuesta a una crisis continua en el funcionamiento y financiamiento del sector, ocasionada en parte por la falta de separación de los funciones del Estado como empresario, como fijador de políticas para el sector y como regulador. Esta falta de separación de funciones del Estado, en parte en conflicto, resultaba en la provisión de incentivos perversos para los administradores del sector, dificultaba su manejo eficiente, comprometía la capacidad del Estado para endeudarse y creaba un alto grado de politización en las decisiones del sector a todos los niveles, poniendo a prueba su sostenibilidad.

La reforma del sector eléctrico formó parte del conjunto de reformas que durante esa época se lanzaron en la América Latina como consecuencia del cambio de paradigma económico. En lo referente al sector de infraestructura, estas reformas propiciaban la separación de papeles del Estado, buscando que éste se limitara a la definición de políticas y a la regulación, dejando el papel empresario para el sector privado. Este nuevo paradigma buscaba la obtención de eficiencia económica a través de la competencia, en los segmentos en los que ésta fuera posible, y de la regulación en aquellos sometidos a condiciones de monopolio. La sostenibilidad financiera sería conseguida mediante la atracción de inversionistas privados y el pago de los costos reales del servicio por los consumidores, mientras que la sostenibilidad social se lograba mediante el establecimiento de subsidios claros y transparentes, concentrados en la población objetivo sin

distorsionar las señales tarifarias. El experimento colombiano de reforma se benefició de la experiencia pionera de otras regiones pero, asimismo, debió enfrentar condiciones bien diferentes a las de los países modelo: la concentración de cerca del 50% del consumo en tres empresas municipales que no se encontraban bajo la jurisdicción directa del gobierno central, el alto grado de regionalismo y la pugna por obtener transferencias del gobierno central, un sistema interconectado dominado por la generación hidroeléctrica, un sistema de tarifas para servicios públicos financieramente deficitario y dominado por los subsidios cruzados, una economía relativamente sana y un sector eléctrico que todavía no había hecho crisis, desde el punto de vista de la prestación del servicio (hasta el racionamiento del 91), entre otros.

La reforma constitucional de 1991 posibilitó una transformación radical del sector eléctrico colombiano. De un esquema planificado ex ante y administrado por técnicos pero cuyo control residual estaba en manos de intereses parlamentarios, se pasó en 1995 a un esquema de libre entrada de agentes, la conformación de una Comisión de Regulación, un mercado competitivo en el segmento contestable del negocio (generación), y la regulación de los segmentos no contestables (transmisión y distribución). El nuevo orden comenzó su funcionamiento con un sector en manos públicas (en su mayoría del orden local o regional), que empezó a ser privatizado a través de la compra de activos existentes –inicialmente en generación-, participación accionaria, y después en empresas de distribución. Vista en perspectiva, la reforma es un enorme avance que reduce los costos económicos y políticos inherentes a la gestión pública del servicio por más de dos décadas, en la cual todos los incentivos estaban alineados en la dirección incorrecta. Sin embargo, después de casi una década de iniciadas las reformas distan mucho de estar consolidadas y empieza a notarse una especie de fatiga reformista que coincide con un periodo especialmente difícil para la economía del país.

2. El mercado y su regulación

En la actualidad la demanda de electricidad es cubierta por más de 40 agentes comercializadores que durante el año 2000 vendieron 42.460 GWH de energía de la cual el 75% a clientes regulados y el resto al mercado libre, y atendieron una demanda máxima a finales de dicho año de 7722MW. La demanda del sector está concentrada en los cuatro grandes centros urbanos que consumían más del 52% de la misma. La generación es prestada por plantas con una capacidad instalada 12.580 MW y está igualmente concentrada, las cuatro empresas más grandes controlan una capacidad instalada igual a la demanda del sistema. Cerca del 70% (8275 MW)[10] es de origen hidráulico, una reducción importante con respecto al 80% existente en 1992 cuando la ocurrencia de la sequía más severa registrada[11] condujo a un racionamiento de 14 meses que postró al sector y facilitó el paso por el congreso de la reforma que el gobierno venía desarrollando para afrontar la crisis del sector. El sector privado controla el 56% de la generación[12] y el 47.5% de la distribución. Esta última está igualmente concentrada con las cinco empresas más grandes controlando más del 60% de la energía vendida en los mercados regulados y libre. La transmisión está dominada (80%)

[10] La generación térmica principalmente es a gas (3.585 MW en el 2000), y 720MW con carbón Las reservas de gas natural gas en Colombia equivalentes a 6.7 TCF (Tera Pies Cúbicos), están igualmente concentradas en tres compañías: Ecopetrol (empresa industrial y comercial del Estado), Texaco (Texas Petroleum Company) y la BP (British Petroleum).

[11] Conocido como el fenómeno de El Niño

[12] La generación pública esta concentrada en la Empresa Municipal de Medellín y las Empresas Estatales ISAGEN y CORELCA (ver Anexo1)

por la Empresa Interconexión Eléctrica S.A. (ISA) controlada por el Estado y el resto pertenece a empresas verticalmente integradas. El grado de integración vertical en la distribución y la generación es también importante pues tanto Bogotá, Medellín, y El Valle del Cauca son atendidas por empresas verticalmente integradas.

La electricidad es transada en el Mercado Mayorista de Energía (MEM), operado ininterrumpidamente desde su inicio a mediados de 1995 por ISA con alto grado de competencia y profesionalismo. Es un mercado centralizado al estilo del antiguo mercado de Inglaterra y Gales mediante el cual los generadores hacen ofertas por las 24 horas del día siguiente los cuales son despachados con el valor de la oferta marginal y son complementados con un mercado de contratos financieros a largo plazo.

Los usuarios finales pueden optar por el mercado libre (no regulado) cuando su demanda por potencia excede los 100 KW o cuando su consumo mensual es mayor a 55 MWH. A la fecha (septiembre de 2001), cerca de 3,000 usuarios no regulados entre clientes comerciales e industriales comprenden un poco más del 25% de la demanda nacional. Su condición de clientes no regulados les permite escoger libremente su proveedor, lo que ha traído como consecuencia un descenso considerable en la tarifa final (25% desde que inició operaciones el MEM).

Las principales instituciones que intervienen en la operación del sector eléctrico en Colombia además del Ministerio de Minas y Energía, organismo rector del sector, son la CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas), encargada de regular el mercado eléctrico y de gas; la SSPD (Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios), encargada de la vigilancia del sistema, identificación y penalización de situaciones de abuso de poder de mercado; y la UPME (Unidad de Planeación Minero Energética), que elabora el plan indicativo de expansión en generación y el plan obligatorio de expansión de la transmisión.

Por su parte ISA, además de operar el Sistema de Interconexión Nacional (SIN), 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 el órgano de consulta para la operación del mercado[13] y el Consejo Nacional de Comercialización (CNC) lo es para los aspectos de comercialización. ACOLGEN (Asociación Colombiana de Generadores) y ASOCODIS (Asociación Colombiana de Distribuidores) son los gremios que abogan por los intereses de los generadores y distribuidores.

3. Amenazas a la sostenibilidad de la reforma

Diez años después de iniciado el proceso de reforma y a pesar de los éxitos logrados acontecimientos recientes han desatado una racha de eventos que han puesto el sector eléctrico otra vez en la mirada escrutadora de la opinión pública. Varios problemas cuya solución estaba en proceso de estación se han venido agravando como resultado de una coyuntura desfavorable hasta constituirse en verdaderas amenazas a la sostenibilidad de las reformas. Así, la crítica situación financiera de la mayoría de las empresas de distribución (tanto públicas como privadas), el lento

[13]Conformado por representantes de los generadores y distribuidores, tiene como función principal acordar los aspectos técnicos para que la operación del SIN sea segura y confiable, y fungir como órgano ejecutor del reglamento de operación.

avance y tropiezos del programa de privatización, dificultades en el manejo del MEM, la crisis de las instituciones reguladoras y de vigilancia y control han contribuido a alimentar un clima de incertidumbre que ha sido aprovechado por políticos locales en vísperas del debate electoral para avanzar propuestas populistas para intervenir las tarifas y deshacer las reformas. Igualmente, este clima de incertidumbre, aunado a la crisis económica que atraviesa el país y al aumento de la inseguridad repercuten en una falta de apetito por parte de inversionistas privados para vincularse al sector eléctrico (y al resto de actividades productivas). El resto de este capítulo busca describir brevemente cada una de las amenazas mencionadas, sus orígenes y las razones por las cuales las consideramos amenazas.

3.1 Crítica situación financiera de las empresas de distribución

Con excepción de las Empresas Públicas de Medellín (EPM), de EPSA, empresa privada que sirve el Departamento del Valle del Cauca, excluyendo Cali, y de CODENSA, empresa privada que sirve a Bogotá y 94 municipios aledaños, las empresas de distribución se encuentran prácticamente en bancarrota. Las trece empresas distribuidoras-comercializadoras regionales, en proceso de privatización, que prestan el servicio en una tercera parte del territorio nacional, cubren el 36% de la población total y cuyas ventas de energía representan cerca del 18% de la demanda total, son consideradas financieramente inviables por el GN[14]. EMCALI, la empresa municipal que suministra los servicios de agua potable, alcantarillado, teléfonos y distribución y comercialización de electricidad a Cali, la tercera ciudad del país con el 7% del mercado eléctrico nacional, se encuentra en bancarrota e intervenida por la SSPD. EEP, que sirve al municipio de Pereira, está al borde de ser intervenida, y las recientemente privatizadas ELECTROCOSTA (ECO) y ELECTROCARIBE (ECA), que sirven a los departamentos de la Costa Atlántica con 19% del mercado, llegaron en un momento a cesar pagos a los generadores y han tenido que negociar refinanciamiento de la cartera vencida.

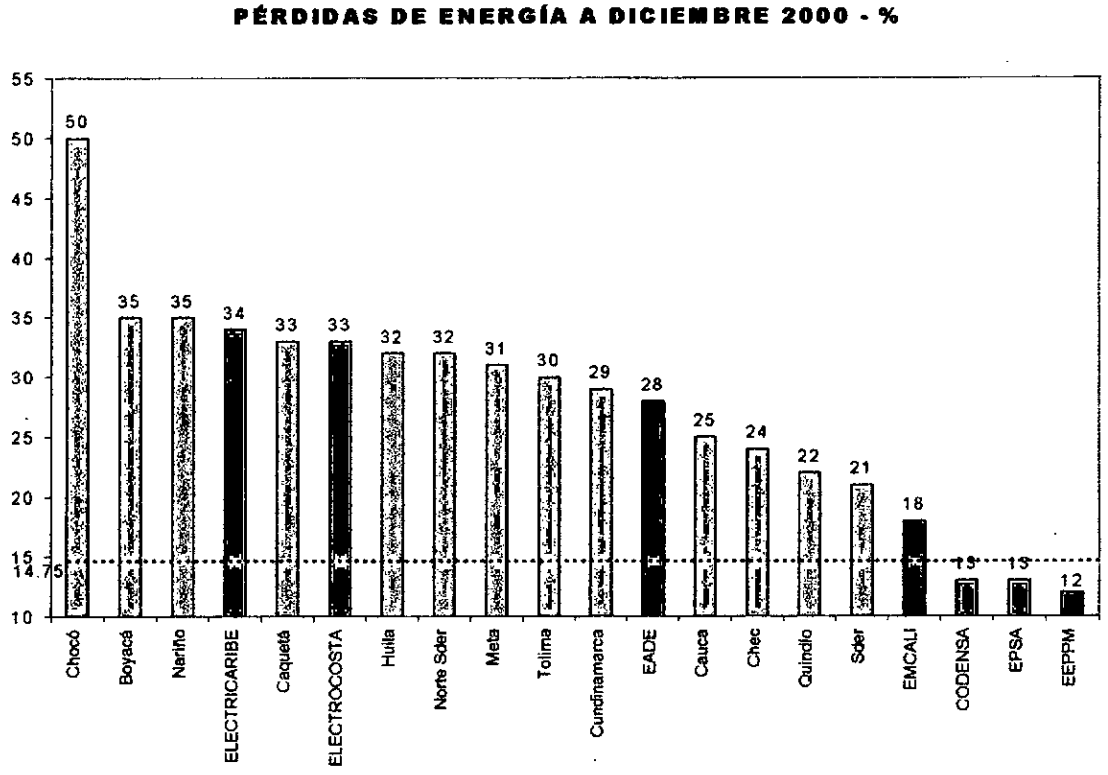
Las razones detrás de esta lamentable situación son muy variadas y afectan en diferente grado a cada una de las empresas mencionadas. La intervención de la política regional en el manejo de las empresas estatales con fines clientelistas está detrás de una deficiente gestión, con altas pérdidas eléctricas que llegan hasta el 35%, contratación deficiente y en forma poco transparente de PPA y BOT, y una baja productividad laboral aunada a la falta de provisiones para sus fondos de pensiones. Además de una deficiente regulación de la distribución, el impago de las cuentas por las empresas del Estado, el atraso en el pago de los subsidios pactados con el GN, la exposición excesiva al mercado spot, estos problemas se han exacerbado por la crisis económica que frenó el crecimiento de la demanda y que ha afectado la cartera de ventas en mercados caracterizados por baja densidad, altos costos operacionales y alta concentración de usuarios de bajos ingresos.

El número de empleados por miles de clientes de las EDCGN varía entre 1,5 y 3,7, en EC es 2,14, y en ECO 2,40. En comparación, el valor de este indicador para CODENSA, la empresa privada que atiende al mercado de Bogotá, es 0.69. El nivel de pérdidas es del 30% en promedio para las EDCGN, 34,4% en EC y 32,7% en ECO, frente al promedio nacional cercano al 20%[15], cuando la regulación reconoce solamente el 14,75% en las tarifas a los usuarios regulados. Se

[14] Por simplicidad, empresas de distribución controladas por el Gobierno nacional (EDCGN).
[15] La SSPD presenta una cifra de 17,5% pero evidentemente es incompleta.

destaca el contraste con CODENSA, que tres años después de privatizada logró bajar su nivel de pérdidas del 23% al 11%.

Figura 1



Fuente: MME

La cartera morosa total de las EDCGN a finales de 2000 ascendía a 306.000 millones de pesos (casi US$ 150 millones) de los cuales la mitad correspondía a entidades oficiales, la deuda de más difícil cobro. La rotación de cuentas por cobrar llega a 165 días en EC y a 111 en ECO, cuando el promedio nacional es de 68 días. La cartera morosa de EMCALI alcanzó los US$ 40.8 millones a 31 de diciembre de 2000, equivalente al 137.2% de sus activos corrientes.. La calidad del servicio también deja mucho que desear. Mientras que el rango permitido para la duración de interrupciones del servicio (DES'c) varía entre 5 y 16 y entre 10 y 20 para la frecuencia de interrupción el servicio (FES'c) en algunas EDCGN estos parámetros llegan hasta 30. Con estos indicadores no es sorprendente la mala imagen de muchas de estas empresas en contraste con los resultados de una encuesta reciente (agosto 26 de 2001), que indicaban una imagen favorable por el 59% de los usuarios de CODENSA.

Las tarifas totales para los usuarios residenciales de las EDCGN varían entre 173.3$/kWh y 226.8$/kWh. En comparación, la tarifa residencial de CODENSA es 171.3$/kWh y la remuneración

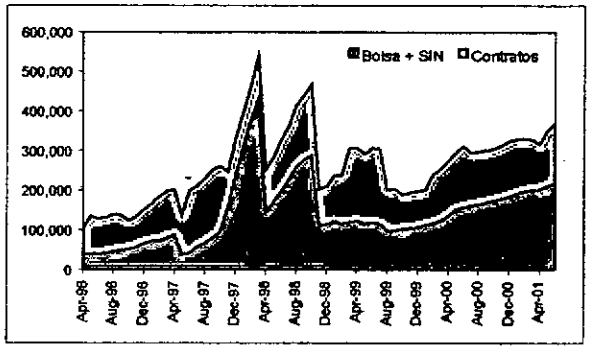
a la distribución y comercialización es relativamente baja comparada con las que reciben otras empresas privadas de la región, como las de Perú y Argentina.[15] Los Comercializadores enfrentan además problemas de flujo de caja causados por el desfase entre sus pagos a los generadores y su facturación a los consumidores, lo que en tiempos de precios crecientes corre en su contra debido al método de traspaso de los precios de compra de energía. Estos problemas se vieron también exacerbados con el rezago en la recuperación de los costos por restricciones en el sistema de transmisión.

Aún cuando el problema está en vía de solución, todavía están pendientes pagos a las empresas distribuidoras por 145.000 millones de pesos (casi US$ 75 millones) por concepto de faltantes en las contribuciones del Fondo de Solidaridad y Distribución del Ingreso durante los años 1998 y 1999. Asimismo, de acuerdo con ASOCODIS, el alto desempleo y el fenómeno de los desplazados por la violencia, han incrementado considerablemente la mora en el pago del servicio y las conexiones ilegales. ASOCODIS ha estimado que existen un millón de conexiones ilegales, que representan pérdidas anuales al sistema por US$ 220 millones.

Como resultado de su falta de solvencia, las empresas distribuidoras han acumulado una cartera creciente con el MEM (Figura 2) cuyo volumen a su vez amenaza la solvencia del MEM y contribuye a debilitar los incentivos para la inversión futura en generación. Por otra parte la restricción del servicio a las empresas deudoras por falta de pago en una época electoral ha originado problemas de orden público hábilmente explotados por los políticos que se oponen a las reformas. Además, las dificultades de las empresas privadas de la costa Atlántica han sido esgrimidas por algunos políticos y medios de comunicación para aducir como única alternativa para el sector una operación de salvamento financiero por parte del GN. Esto comprometería los recursos del Estado y postergaría solución de capitalización por el sector privado.

Figura 2 Cartera total generadores e ISA en millones de pesos

Fuente: ISA Informe Evolución del MEM. Junio de 2001.



Fuente: ISA

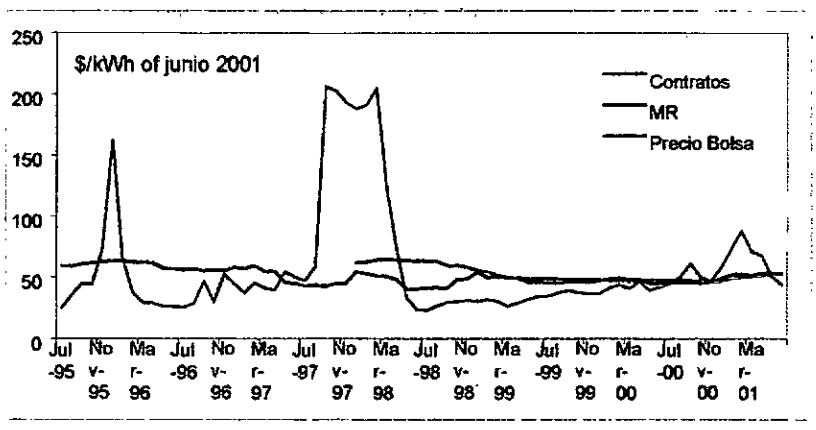
[15] COCIER, Junio estima que el Valor Agregado de la Distribución (VAD) dadas las tarifas de 1999 era 17,9 US$/MWh, comparado con 33,6 US$/MWh en Argentina y 30,8 US$/MWh en Perú

3.2 Volatilidad en el MEM

La alta dependencia del recurso hidráulico y la relativamente baja capacidad de almacenamiento hacen que el mercado colombiano sea extremadamente volátil. Esta volatilidad se acrecienta por las oportunidades de ejercer poder dominante en el mercado en las ocasiones en que la oferta está limitada, ya sea por la ocurrencia del evento ENSO o por restricciones del sistema de transmisión. La Figura 2 ilustra este comportamiento durante el ENSO de 1998 y más recientemente a partir del segundo semestre de 2000 con motivo de las restricciones del sistema de transmisión causadas por los ataques terroristas. Como puede apreciarse, si bien los precios de la Bolsa son muy volátiles, los precios al consumidor regulado se han mantenido relativamente constantes gracias a los procedimientos de suavización involucrados en la formula. Sin embargo, debido a cambios en la regulación, los costos de las restricciones son transferidos ahora al consumidor en mayor cuantía y más rápidamente que antes, lo que sumado a la difícil situación económica contribuyó a crear una polémica política que obligó a la CREG a una intervención del mercado.

Las medidas de intervención de la CREG plasmadas en las resoluciones 026, 034 y 096 de 2001 modificaron el sistema de ofertas y establecieron topes para plantas requeridas por confiabilidad en una forma un tanto errática que si bien controló el fenómeno y estabilizó los precios dio lugar a protestas, acusaciones de los generadores al gobierno por cambio en reglas del juego y expropiación reguladora y hasta demandas judiciales. Ello ha dado lugar a que algunos generadores puedan utilizar esto argumentos de esta naturaleza para plantear retiros de plantas del mercado y trasladarlas donde puedan aprovechar altos precios.

Figura 3 Precios de la Bolsa, contratos y mercado regulado



Fuente: ISA Informe Evolución del MEM Junio de 2001

Adicionalmente, la existencia de ciclos largos de precios ocasionados por la naturaleza del clima, combinada con los topes de precios en periodos de escasez, no proveen suficientes estímulos para la inversión en plantas térmicas, a no ser que puedan ser compensados por cargos por capacidad. La manera errática en que el regulador ha enfrentado este problema a dado lugar a numerosas pugnas entre generadores por apropiarse de las rentas implícitas en dichos cargos, pugnas que se acentúan en un momento de relativa sobreoferta por razón de la caída en la demanda.

Aún cuando los problemas experimentados en el MEM son menores comparados con los de California o Brasil, suministran munición para los enemigos de las reformas y han copado la atención del regulador, dejándole poco tiempo para otros menesteres igualmente importantes como la distribución. Igualmente, la incertidumbre en los precios, sumada al desacuerdo sobre los cargos por capacidad, debilita los incentivos para nueva inversión en generación, y lo que es tal vez más importante, la naturaleza polémica de las disputas entre los miembros del mercado y el regulador contribuye a desacreditar el modelo y a la pérdida de credibilidad del organismo regulador.

3.3 Crisis de las instituciones reguladoras

Las dificultades en el manejo del MEM por parte de la CREG aparecen en un momento en que la institución se encuentra debilitada después de una fuerte confrontación con el anterior Ministro de Energía y Minas por discrepancias en torno a su jurisdicción e independencia. Esta polémica, que fue altamente difundida en la prensa nacional y que terminó con la renovación de todos los expertos de la CREG, además de distraer la atención de la Comisión sirvió para alinear intereses en su contra en algunos medios políticos que no se sienten cómodos con el concepto de regulación independiente. Según los gremios del sector, la CREG ha actuado de manera precipitada, sin consultar suficientemente el impacto de sus decisiones. De ahí la avalancha de quejas y acciones legales contra la CREG, que sólo en el año 2000 recibió 9.300 comunicaciones, de las cuales 2.300 fueron acciones legales interpuestas por los agentes contra alguna resolución en particular.

Por su parte, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, SSPD, es el eslabón más débil del esquema regulador, y su incapacidad es ampliamente reconocida tanto por los agentes como por el Gobierno nacional, que ha intentado reformarla en varias ocasiones. Además de una pobre y escandalosa gestión de las empresas intervenidas, y de la falta de capacidad para la vigilancia de la competencia, la SSPD se ha concentrado en la función de control social, substituyendo a otros entes que pudieran realizarla en forma más eficiente. Por su estructura, la SSPD está sujeta a presiones y manejos políticos e incluso ha sido acusada de prácticas corruptas. Su manejo de la liquidación de la antigua ELECTRANTA y el subsiguiente escándalo de TermoRío, condujeron a la renuncia del anterior Superintendente y a su detención junto con la de varios de sus colaboradores por la Fiscalía de la Nación.

No puede enfatizarse demasiado el peligro que representa para la reforma unas instituciones reguladoras en crisis en un momento en el cual ellas son más necesarias, por los problemas mencionados anteriormente. El debilitamiento de su legitimidad contribuye a alimentar las propuestas populistas que buscan reformar la Ley 142 de Servicios Públicos y la Ley 143 de Electricidad pero que desgraciadamente no apuntan a mejorar sus puntos débiles.

3.4 Débiles incentivos para invertir

A la fecha, los inversionistas privados se han mostrado reacios a iniciar nuevos proyectos de inversión en el sector, en especial en las actividades de distribución y generación que garanticen la continuidad del suministro. Solamente ISA (empresa controlada por el Estado), ha desarrollado proyectos de construcción de nuevas líneas de transmisión. Como se anotó anteriormente, algunos generadores planean desmontar sus plantas y llevarlas a mercados que perciben más rentables. Por otra parte, no existe interés de los agentes privados en desarrollar proyectos de inversión en las ZNI (zonas no interconectadas). Entre los factores que afectan esta falta de apetito por invertir en

Colombia, además de la mencionada crisis de las instituciones reguladoras se cuentan del incremento del riesgo país y el incremento de los problemas de seguridad, la falta de una señal de largo plazo para la inversión en generación, la incertidumbre en la regulación de distribución, las nuevas estrategias globales de las multinacionales y la amenaza de la participación del Estado en nuevos proyectos hidroeléctricos de gran tamaño.

A la deficiente señal de inversión en el largo plazo y la incertidumbre que ocasionan los cambios en los cargos por capacidad, se añade la deficiente regulación de la distribución y las difíciles condiciones socioeconómicas, que desalientan la inversión extranjera. Los ataques terroristas de la guerrilla a la infraestructura eléctrica empeoran la visión de inseguridad que tienen los agentes privados (nacionales e internacionales). La inversión extranjera directa en Colombia ha decrecido sistemáticamente en los últimos años.

La evolución reciente del mercado eléctrico internacional ha llevado a una reducción del número de participantes, ya sea por adquisiciones y alianzas, o por un reparto estratégico del mercado en zonas de influencia. Así, en Colombia la distribución privada y gran parte de la generación está concentrada en dos empresas que muestran una marcada preferencia por la integración vertical.

La inversión en generación a su vez enfrenta la incertidumbre de la regulación para el sector del gas. Críticas recientes consideran que ésta mimetiza demasiado la regulación eléctrica y sugieren una revisión del modelo para el correcto desarrollo del sector. Los precios actuales del gas son bajos y no incentivan la explotación de las reservas que posee la BP ni la exploración de nuevos campos.

A lo anterior se añade la amenaza de inversión Estatal en dos proyectos hidroeléctricos de gran tamaño, Sogamoso (800 MW) y Pescadero-Ituango (1600 MW). Si bien podría argumentarse que un retorno a la situación anterior de inversión por parte del Estado es imposible debido a la presencia de los nuevos actores privados, para un analista extranjero la situación no es tan clara. Así, la delegación presidencial de su responsabilidad constitucional en materia de servicios públicos a una Comisión de Regulación puede, en principio, revertir en cualquier momento. La Ley 143 hace explícito el mecanismo mediante el cual el estado ejerce su responsabilidad última sobre el servicio, estableciendo su obligación de invertir si los agentes privados no lo hacen, guiado por los planes indicativos de la UPME. La presencia de firmas del orden nacional dentro del segmento de generación hacen creíble la posibilidad de sustitución de la inversión privada y reduce su velocidad de entrada. Esta posibilidad es capturable por intereses especiales, como lo atestigua el reciente intento de introducir por Ley un cargo especial para financiar la construcción de plantas de generación a carbón para proveer mayor "firmeza" al mercado. Por lo anterior si bien pudiera pensarse que estas amenazas de inversión con garantía del Estado no son creíbles, paradójicamente la falta de inversión privada podría hacer que se conviertan en una necesidad.

4. Plan del estudio

Además de esta sección introductorio, el capítulo dos contiene el análisis de las motivaciones y elementos principales de la reforma, así como la naturaleza general de las restricciones que han limitado su implantación. A continuación, el capítulo tres estudia el desempeño de la reforma analizando la validez de los supuestos que soportaron su adopción y relacionándolo con las limitaciones que impone la falta de armonía de sus elementos con la historia institucional y dotaciones del país. Dentro de este marco se buscan explicaciones para el fracaso de

la gestión en las empresas estatales en el período de transición, el desempeño desigual de las tres principales empresas municipales, Bogotá, Medellín y Cali, el errático proceso de vinculación del sector privado y se describe la magnitud de la carga para las finanzas del Estado que representa la privatización inconclusa. A continuación en el capítulo cuatro se analiza la pertinencia del marco regulador, la credibilidad y desempeño de las instituciones reguladoras y el desempeño del mercado mayorista. Describe igualmente la manera como los choques externos, la crisis económica y fiscal de los años noventa, el aumento de los ataques de la guerrilla y la estrategia de los actores han contribuido al surgimiento de las amenazas ya descritas y al debilitamiento de la voluntad y política para consolidar la reforma. Finalmente, el capítulo cinco presenta sugerencias para tenerse en cuenta en el debate sobre el futuro del sector.

Capítulo 2

LA REFORMA DEL SECTOR ELÉCTRICO EN COLOMBIA: MOTIVACIONES, EXPECTATIVAS Y RESTRICCIONES

1. Introducción

Este capítulo analiza las razones y circunstancias iniciales que condicionan y explican la situación actual del sector eléctrico en Colombia con el fin de proporcionar un marco para el análisis del desempeño de la reforma en los capítulos tres y cuatro y para la sugerencia de estrategias encaminadas a garantizar la sostenibilidad de la reforma en el largo plazo en el capítulo final. La sección dos presenta el contexto y analiza las razones específicas que motivaron las reformas del sector. Como en otros lugares de la región, las reformas del sector eléctrico surgieron como una respuesta al fracaso del modelo antiguo para prestar el servicio en una forma financieramente sostenible. El buen entendimiento de las razones particulares por las cuales el antiguo modelo fracasó en cumplir sus metas ayuda a la identificación de las motivaciones del proceso de reforma y la racionalidad para fijar las metas y las expectativas del nuevo modelo. Las expectativas y supuestos implícitos en la reforma se analizan en la sección tres para concluir en la sección cuatro con un análisis de las restricciones institucionales, técnicas y de economía política que afectan al logro de dichas expectativas. En este contexto se consideran los elementos de la reforma como un conjunto de instituciones y acciones compatibles con las dotaciones del país, que permitirían alcanzar los objetivos originales en la prestación del servicio.

2. La reforma: causas

2.1. La reforma es una respuesta al fracaso del paradigma vigente

Las reformas del sector eléctrico colombiano durante los años noventa surgieron como respuesta a una crisis continua en el funcionamiento y financiamiento del sector, ocasionada en parte por la falta de separación de los papeles del Estado como empresario, como fijador de políticas para el sector y como regulador. Esta falta de separación de papeles del Estado, en parte en conflicto, resultaba en la provisión de incentivos perversos para los administradores del sector, dificultaba su manejo eficiente, comprometía la capacidad del Estado para endeudarse y creaba un alto grado de politización en las decisiones del sector a todos los niveles, conduciendo a la no sostenibilidad.

El fracaso del modelo vigente, basado en monopolios estatales verticalmente integrados, para obtener los recursos necesarios para la expansión y operación del sistema, y el pobre desempeño de las empresas del sector, impusieron una excesiva e insostenible carga fiscal sobre las finanzas del Gobierno nacional. La ausencia de incentivos para la operación eficiente de las empresas y tarifas que no reflejaban el costo del servicio, llevaron a un pobre desempeño (con algunas excepciones) de las empresas propiedad del Estado, que acumularon pérdidas reflejadas en un gran déficit fiscal. La falta de separación de los papeles del Estado se tradujo en una falta de

incentivos adecuados y se prestó para que algunos políticos buscadores de rentas tomaran el control de las empresas y pervirtieran los objetivos que perseguía el modelo. Las consecuencias fueron subsidios mal focalizados, una expansión de la cobertura ineficiente e insuficiente, una concentración de la inversión en proyectos hidroeléctricos de gran tamaño y dudosa conveniencia y un sector que actuaba como agencia de empleos con muchas oportunidades para la corrupción.

La situación del sector a mediados de 1991 era elocuentemente descrita por el ministro de Minas y Energía de entonces, Luis F. Vergara, en un discurso ante la Conferencia de Ministros de Hacienda y Energía organizada por la OLADE y el Banco Mundial para tratar la crisis del sector eléctrico de la región.[17]

".... El sector eléctrico colombiano creci6 muy rápidamente en las dos décadas anteriores. Pasamos de una cobertura del 40% de la poblaci6n en 1970 a cerca del 80% en 1990. Este desenvolvimiento se llev6 a cabo en forma aislada, es decir, el proceso de energizaci6n se hizo sólo con electricidad y se abandonaron las otras formas posibles de abastecimiento. Esto explica nuestra estructura típica de consumo de energía eléctrica; en usos domésticos utilizamos casi el 50% del total, cuando en otros países esta cifra es inferior al 30%.

Al mismo tiempo, el manejo de las tarifas fue bastante errático. Se congelaron en varias oportunidades y se establecieron subsidios para uso residencial, compensados parcialmente por tarifas por encima del costo para los usos no residenciales, incluidos el industrial y comercial. Esta medida, al no ser complementada con aportes explícitos externos al sector, deteriorб la situación de las empresas y creó, al interior de ellas, una contradicci6n entre los subsidios y su autofinanciamiento, con un efecto altamente negativo en las finanzas. No obstante, en los últimos tiempos, se ha hecho un esfuerzo importante para racionalizar el sistema tarifario. Se adoptó la metodología del costo incremental promedio de largo plazo, y se tiene un programa de ajuste para llevar las tarifas a sus costos econбmicos.

Adicionalmente, el crecimiento de la demanda fue inferior al esperado cuando se planearon las inversiones. Se hizo especial énfasis en la generación hidroeléctrica, la cual representa un 80% de la capacidad total instalada actualmente en el país, que es de 8.356 MW. El sector eléctrico ha afectado de manera importante el manejo de las finanzas públicas. Su deuda actual supera el 30% de la deuda publica del país, y el nivel de inversiones absorbe un porcentaje considerable de las inversiones publicas totales.

Por deficiencias administrativas, las pérdidas sobrepasan el 21% y esto, sumado a la insuficiencia en las tarifas y al alto endeudamiento, ha hecho que las finanzas del sector se encuentren en una situaci6n crítica, pues la generación interna de recursos no alcanza para emprender las inversiones requeridas. Así, en los prбximos cuatro años, tan sólo le permitiría al sector cubrir el 44% de sus deudas sin efectuar inversiones, o el 80% de la inversi6n sin pagar deudas."

Los detalles de este diagnóstico del ministro están ampliamente documentados en varios documentos de la época, en particular en un estudio de evaluación sobre la actividad del Banco

---

[17] OLADE, Banco Mundial, Conferencia Un Desafío para los años noventa: Cómo superar la crisis del sector eléctrico en los países de ALC. Hacienda Cocoyoc, México, 4 al 6 de septiembre de 1991.

Mundial en el sector elaborado por dicha institución en 1990[18] a petición del Gobierno de Colombia. Estudios posteriores sobre el proceso de la reforma han profundizado y puesto en perspectiva este análisis[19], pero no se necesitan muchas palabras para entender el deterioro del sector: la Figura 4, que muestra la evolución de pérdidas de electricidad en el sistema nacional durante ese periodo, es suficientemente elocuente. Sin embargo, es importante resaltar que el comportamiento de las empresas no fue uniforme: EPM fueron la única empresa que no requirió de transferencias del Gobierno para atender su demanda y se ha constituido en el paradigma de una empresa pública eficiente.

El símil empleado por Shleifer y Vishny [20] para describir los paradigmas que explican los comportamientos del gobierno es útil para describir la trayectoria de búsqueda de soluciones a los problemas del sector. Los autores denominan la "mano que ayuda" a una importante escuela de pensamiento en boga durante los años sesenta y setenta en los organismos multilaterales que suponía que el gobierno debía intervenir para remediar las imperfecciones del mercado, en contraste con la "mano invisible" que abogaba por la no intervención. Durante los años sesenta, el sistema eléctrico colombiano estaba compuesto por empresas aisladas regionales que competían por los recursos del Estado para financiar sus proyectos, dando lugar a redundancias importantes y la "mano que ayuda" buscó resolver este problema con la interconexión de los sistemas, creando a ISA para construir líneas y grandes proyectos de generación de alcance nacional, y mediante una rigurosa planificación central de costo mínimo. Sin embargo, los políticos regionales aprendieron rápidamente a burlar estas restricciones técnicas para incluir en el plan sus propios proyectos de generación a expensas del interés nacional pero financiados en última instancia por la nación[21]. Al tiempo que se desataba la crisis financiera del sector con el incremento en las pérdidas eléctricas y la ineficiencia administrativa, el paradigma de la mano que ayuda en una versión más sofisticada identificó el problema como uno de falla de *gobernabilidad* empresarial y propuso como solución un riguroso plan de ajuste fiscal con contratos de desempeño para las empresas estatales como condicionalidad para financiamientos del BID y del Banco Mundial que buscaban controlar la crisis. Sin embargo, a pesar de los esfuerzos tanto del GN como de los Bancos, la situación no mejoraba y por el contrario se hacía más critica. El paradigma de *la mano que ayuda* falló en identificar la verdadera fuente de la crisis que era de *gobernabilidad* política y no de *gobernabilidad* empresarial.

---

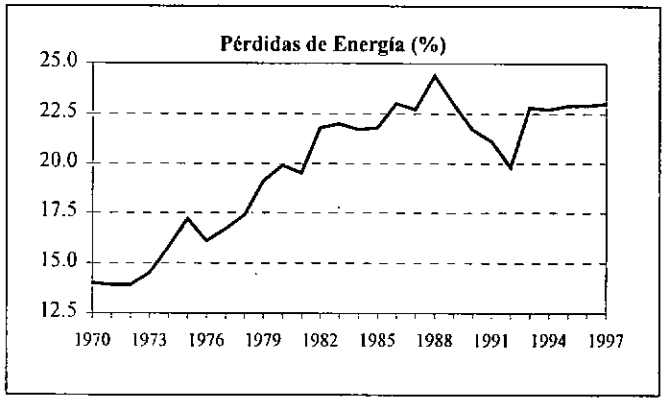
[18] World Bank, Colombia's Power Sector and the World Bank, 1970,1987, Operations Evaluation Department Report No 8893. Washington, June 1990.

[19] Fainboim, Israel, 2000. El sector Eléctrico, del Monopolio Público al Modelo de Mercado. Bogotá. Mimeo.

[20] Shleifer A. and R.Vishny. 1998. The Grabbing hand: Government pathologies and its solutions. Harvard U. Press, 1998

[21] Banco Mundial Op. Cit.

Figura 4 Evolución pérdidas de energía 1970 - 1997



Fuente: ISA

Buscando una salida al problema, el GN conjuntamente con el Banco Mundial organizó un taller para estudiar sus propuestas en marzo de 1991 en Santa Marta, Colombia, con la participación de todos los interesados tanto en el sector público como el sector privado y las organizaciones multilaterales y de asistencia. El taller de Santa Marta sirvió para que el GN definiera una política para aprobación del CONPES[22]. En el corto lapso de seis meses y con el apoyo del Banco Mundial, del BID y de la AID, el GN emprendió un programa de reestructuración profunda del sector eléctrico convocando a los distintos estamentos involucrados en él. A través de seminarios interinstitucionales, se decantaron las ideas fundamentales y se buscó crear un consenso alrededor de ellos.[23]

2.2. ¿Qué fue posible concretar gracias a la simultaneidad del cambio de paradigma en el ámbito internacional y nacional y ayudado un poco por el racionamiento?

El agotamiento del modelo se produce en un momento en que convergían las políticas de organismos financieros internacionales y de los gobiernos de los países de la región, el llamado paradigma del *Consenso de Washington*[24], que pregonaba el ajuste macroeconómico, la apertura económica y el replanteamiento del papel del Estado como empresario, entre otros temas. La mencionada conferencia de Cocoyoc, México, en septiembre de 1991, constituyó un hito en el ámbito regional en donde los modelos adoptados por Chile y Argentina en el sector eléctrico se ofrecían como alternativas factibles para el sector y que nutrieron el debate colombiano sobre la reforma. En el frente económico, el programa del Gobierno Gaviria abogaba por el nuevo paradigma y la nueva Constitución política promulgada a mediados de 1991 le daba las bases

[22] Gabinete Económico, cuya Secretaría es ejercida por el Departamento Nacional de Planeación.
[23] Ver memorias de los mismos en: Comisión Nacional de Energía. Modelos Internacionales de Organización del Sector Eléctrico, Junio 1991 en Paipa, y CNE, Privatización del Sector Eléctrico: La Experiencia Internacional.
[24] Ver "What Washington Means by Policy Reform" en J. Williamson (ed.) *Latin American Adjustment: How Much Has Happened?*, Institute for International Economics, 1990).

legales y constitucionales para implementar una reforma integral del Estado. Adicionalmente, el racionamiento durante catorce meses a que se vio abocado el país entre 1992 y 1993 contribuyó a aminorar la eventual oposición de la clase política a las reformas del sector haciéndola viable.

La reforma constitucional fue promovida por un ejecutivo fuerte, con el respaldo del sistema judicial y mediante mecanismos que pueden considerarse "extraconstitucionales". La reforma se produjo en una coyuntura de crisis política y de los partidos y trajo consigo la revocatoria del mandato del Congreso. Las reformas cambiaron la estructura vigente de derechos de control en los servicios públicos, en oposición al poder político establecido. La crisis política facilitó esta drástica reforma, un elemento que ha jugado un papel importante en reformas similares en otros países.[25]

Las transformaciones económicas realizadas desde 1990, y que en lo fundamental se han sostenido desde entonces, contribuían a crear condiciones para la implantación del nuevo modelo. Pueden agruparse en tres clases. Primero, las que buscaron cambios estructurales para 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 de particular importancia para el sector, la política de inversión extranjera, que generó un marco legal igualando los inversionistas extranjeros a los nacionales, y adoptó acuerdos internacionales para minimizar el riesgo político para los inversionistas extranjeros. En segundo lugar, ha habido reformas institucionales para llevar a cabo la política económica en los campos monetario, cambiario y fiscal. Finalmente, el modelo económico de los años noventa ha conllevado cambios reguladores, creación y supresión de entidades, reformas de muchas entidades estatales, y las privatizaciones ya mencionadas. Las áreas en las cuales se han concentrado estos cambios han sido precisamente las de los servicios públicos y sociales. Un análisis especializado de este tipo de cambios es el que se hará en este trabajo para el sector eléctrico.

La reforma del sector público ha pretendido en general: concentrar el 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 transparente y eficiente la operación del sector público. Las reformas han buscado fortalecer algunos sectores prioritarios, como los de justicia y seguridad y los sectores sociales, y en estos abriendo un espacio significativo para el sector privado. En infraestructura, se han creado las Comisiones de Regulación, se han transformado los Ministerios sectoriales para reforzar las funciones de planeación y regulación, y se convirtieron en empresas comerciales del estado algunas entidades para darles mayor independencia y agilidad administrativa. Se elevó el estatus y las entidades de la política ambiental.

Simultáneamente, con la introducción de las reformas económicas la Constitución introdujo otros cambios institucionales de importancia, que afectaron la estructura del poder público y las relaciones entre los órganos del poder, modificando en consecuencia la capacidad de estos para limitar la discrecionalidad de las entidades reguladoras. Se ampliaron los mecanismos de democracia participativa, se estableció la elección popular de gobernadores, se prohibió la participación de funcionarios de las corporaciones públicas en las entidades y se fortaleció el sistema judicial.

---

[25] Graham, Carol, et. al. 1999. Reforma es posible - Estrategias de política para la reforma institucional en América Latina. Latin American Research Network, Inter-American Development Bank. Washington, D.C.

Respecto a los servicios públicos, la Constitución de 1991 (Título XII, Capítulo 5, de la finalidad social del Estado y de los servicios públicos) impuso al estado las responsabilidades: Asegurar su prestación eficiente, directa o indirectamente, por comunidades organizadas o particulares y ejercer la regulación, el control y la vigilancia de los mismos. Se estableció además que puesto que los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del estado, su atención debe propender por el bienestar general y el mejoramiento de la calidad de vida de la población. La participación del sector privado puede darse por iniciativa particular o por convocatoria estatal. Y las posibilidades son: creación de nuevas empresas, participación accionaria en empresas existentes (incluso de economía mixta), la creación de áreas de servicio exclusivo, y los contratos de gestión, operación y mantenimiento. Para desarrollar este principio se expidieron a mediados de 1994 la Ley de servicios Públicos Domiciliarios (Ley 142) y la Ley Eléctrica (Ley 143).

La Constitución y su desarrollo por parte de las Cortes, particularmente de la Corte Constitucional, también han implicado cambios notables en el modo y órganos de intervención estatal. Junto a la reiteración de los fundamentos de libertad y responsabilidad social de empresa, se han impuesto obligaciones del llamado "estado social de derecho" que implican (a la larga) tanto provisión *universal* de servicios esenciales, como participación de los usuarios y la ciudadanía desde la planeación hasta la vigilancia y control.

La crisis desatada por el racionamiento de energía eléctrica llevó al gobierno a decretar un estado de emergencia económica y social y a expedir una serie de decretos, de los cuales el más importante (el 700 de Abril de 1991) adoptó medidas excepcionales de contratación pública, endeudamiento, presupuesto y para la reestructuración de entidades. Para enfrentar el racionamiento se flexibilizó la contratación por parte de empresas públicas, se permitió la construcción y operación de activos de generación al sector privado y se promocionó la instalación de generación térmica. Con estos instrumentos la Nación capitalizó a varias empresas del sector y procedió a reestructurarlas[26]. Si bien el trauma ocasionado por el racionamiento y la cacería de brujas que éste desató frenaron momentáneamente el esfuerzo reformista, el impulso de los debates iniciales y la conformación de grupos de trabajo de los agentes del sector liderados por el DNP y por el MME, a través de la Comisión Nacional de Energía, confluyeron para la aprobación de la Ley 142 de Servicios Públicos Domiciliarios y la Ley 143 de Energía Eléctrica en 1994.

3. Las expectativas del nuevo modelo

Con la adopción del nuevo modelo de desarrollo el sector buscaba liberarse del círculo vicioso en que se encontraba. Una nueva definición del rol del Estado le permitiría concentrarse en el papel de regulador y de trazador de políticas dejando espacio para que las actividades empresariales sean desarrolladas por agentes privados. La promoción decidida de la competencia, incluyendo la modernización de las empresas del Estado para que puedan operar en este nuevo

[26] Se eliminó la intermediación comercial del ICEL y se convirtieron en empresas comerciales estatales ICEL y CORELCA. ECOPETROL contrató con sus recursos tres plantas térmicas. La nación capitalizó y asumió deudas de CORELCA, Betania (CHB), ICEL y CVC a cambio de la propiedad de algunas plantas, 99% de las acciones de CHB, y acciones de CORELCA, ICEL y CVC en ISA que le otorgaron el 77% de la propiedad en esta última. Así también llegó a ser socio mayoritario de las electrificadoras del interior del país. La nueva estructura de propiedad de ISA le permitió eliminar el poder de veto de sus antiguos socios y clientes, e iniciar la separación de los intereses de estas empresas en la planeación y manejo del sector. En resumen, el racionamiento abrió el camino para la reforma del sector.

ambiente permitiría lograr niveles de eficiencia adecuados y, en forma complementaria, el Estado garantizaría el acceso a la población mediante un armonioso y transparente sistema de subsidios y una nueva estrategia para aumentar la cobertura del servicio.[27]

3.1. El sector privado contribuiría con el grueso de la inversión

En la reforma del sector eléctrico colombiano ha jugado un papel central conseguir que el sector privado asuma la carga principal de la inversión, ante las dificultades fiscales para que ello lo haga el sector público, especialmente cuando las multilaterales abandonaron este campo de financiación, y la nueva forma de financiación del gobierno ha sido la de los bonos con menor plazo que los proyectos. La estrategia buscaba vincular al sector privado, primero en los proyectos de generación térmica de emergencia requeridos para combatir el racionamiento y afirmar además un sistema predominantemente hidráulico. En ausencia de un marco regulador probado y de un mercado mayorista en funcionamiento, esa vinculación se tendría que dar inicialmente mediante contratos de tipo PPA con las empresas estatales entonces existentes; en la medida en que se tuviera un mercado operando con un marco regulador confiable se esperaba que la vinculación del sector privado cambiaría hacia el modelo de plantas *mercantes* que participaran en el mercado por contratos de largo plazo o vendieran su energía en el mercado de ocasión. Los canjes de deuda por acciones ejecutados por el gobierno en uso de las atribuciones del decreto de emergencia le permitieron controlar a ISA y la CVC para reestructurarlas y privatizar sus activos de generación y distribución, para ampliar la capacidad de inversión del Estado en otros sectores y robustecer la competencia en el mercado de generación.

Aún así, una parte muy importante del parque generador permanecía en los entes municipales de Bogotá y Medellín sobre los cuales el gobierno no tenía control. En estos casos, como el de distribución, tanto en empresas controladas por el Gobierno como por los entes territoriales, las expectativas eran que el nuevo régimen de Empresas Estatales, en las que éstas deberían someterse a rigurosos programas de desempeño supervisados por la nueva SSPD, pudiera garantizar una gestión eficiente o en su defecto serían intervenidas y eventualmente privatizadas. Sin embargo, como parte del regateo para lograr el apoyo de las regiones a la reforma, se hicieron importantes concesiones cuyo verdadero costo sólo sería evidente más tarde. Se autorizó a tres empresas estatales a construir tres plantas hidroeléctricas que venían promoviendo, La Miel, Urrá y Porce II, y se postergó la privatización de las empresas distribuidoras filiales del antiguo ICEL y las subsidiarias de CORELCA.

3.2. La competencia lleva a precios y niveles de inversión de equilibrio en los segmentos competitivos del mercado

La abundancia de gas natural en Colombia ofrecía amplias posibilidades para un futuro mercado competitivo dado que la escala óptima de las plantas de generación se ha reducido[28]. El nuevo paradigma propugnaba la reestructuración del sector para separar las actividades

---

[27] Discurso del Ministro Vergara op. cit.

[28] Las innovaciones tecnológicas, como las plantas generadoras de ciclos combinados, han reducido las escalas mínimas para la generación eficiente de energía.

potencialmente competitivas (generación) de las tareas consideradas estructuralmente como monopolios (transmisión y distribución). Los precios del segmento competitivo serían desregulados y los servicios que provee el segmento monopólico se separarían de la oferta de servicios competitivos. Los precios en el segmento monopólico se regularían incluyendo incentivos para la eficiencia, asimismo se garantizaría el libre acceso a las redes de transmisión y distribución con el fin eliminar barreras de entrada que impidieran el desarrollo de la libre competencia. Sin embargo, dado el interés de las empresas municipales, Bogotá y Medellín en preservar la integración vertical y el 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 actividades, aunque obligaba a la separación empresarial de nuevas empresas que surgieran en el futuro.

Aún así, se esperaba que en Colombia podría tenerse competencia en generación y comercialización a un nivel que contribuiría a lograr precios eficientes y proteger al consumidor, haciendo al mismo tiempo menos penosa la carga reguladora. La experiencia y profesionalidad de ISA en la administración del Centro Nacional de Despacho y en los intercambios entre empresas eran garantía de que se contaba con los elementos para conformar un administrador del mercado eficiente y competente.

3.3. La regulación proveerá los incentivos adecuados para niveles de inversión eficientes y protección de los consumidores

Una regulación independiente protegería a los consumidores de abusos en el poder monopólico y garantizaría los niveles adecuados del servicio, pero también ofrecería las garantías requeridas por los inversionistas de que sus inversiones no serían expropiadas por el comportamiento oportunista del gobierno. En estas condiciones existe un riesgo de oportunismo gubernamental: cambio en las reglas del juego una vez hechas las inversiones. Si puede ejercerse dicho oportunismo, no habrá suficiente inversión privada, o tenderá a hacerse en activos lo más móviles posible y con los menores períodos factibles de recuperación, así como también tenderá a reducirse la calidad. En últimas este riesgo llevaría a que solamente la propiedad estatal pudiera ser estable, pero ello puede llevar a los conocidos problemas de gobernabilidad y financiación que han motivado precisamente la búsqueda de la inversión privada.

Así es que a las tareas de la regulación- asegurar la producción, precios eficientes y la continuidad del suministro con las imperfecciones de mercado mencionadas- se suma el requisito de una delimitación y control de la discrecionalidad gubernamental, tanto en la tarea inmediata de tarificación y acceso, como en cuanto que el ejecutivo y el legislativo puedan cambiar o superar los entes reguladores. La reforma colombiana adoptó algunas variaciones del modelo de regulación existente en otros países al incluir tres ministros en la comisión de regulación y al asignar las funciones de control y vigilancia a otra institución la SSPD. La expectativa era que estas instituciones escaparían al manejo burocrático vigente en otros organismos del Estado, atraerían los expertos más prestigiosos del país y gozarían de autonomía para el manejo de sus asuntos a pesar de las restricciones anotadas.

3.4. La cobertura universal se alcanzará por incentivos (subsidios racionales) que no amenacen la eficiencia en la prestación del servicio

Un marco constitucional como el actualmente vigente en Colombia pretende la legitimidad y credibilidad mediante la extensión de los servicios a toda la población. Ello requeriría una disponibilidad de recursos suficiente para que no haya que acudir a afectar la eficiencia en la prestación del servicio y en los precios correspondientes, sin deficiencias de calidad ni distorsiones surgidas de subsidios cruzados. Es decir, financiados con tributos generales conseguidos a su vez con las menores distorsiones posibles, y suficientes para remunerar a generadores y distribuidores niveles adecuados de calidad para todos los usuarios.

3.5. Los supuestos implícitos y las realidades

La realización de las expectativas anteriores lleva implícitos un conjunto de supuestos sobre el mercado y la economía. El cuadro 1, sugiere que algunos de los supuestos resultaron ser muy optimistas cuando se comparan con la realidad. La siguiente sección describe las restricciones que afectaron el desempeño del modelo y los capítulos siguientes analizan en detalle la forma en que estas restricciones afectaron a cada uno de los elementos de la reforma.

Cuadro 1

LA REFORMA: LOS SUPUESTOS Y LAS REALIDADES	
La reforma del Estado permite un marco legal y jurídico compatible con las reformas del sector.	Las disposiciones sobre inversión extranjera han permitido la vinculación de capital privado. Sin embargo la inseguridad jurídica resultante del activismo de la Corte Constitucional y la acción de tutela aumenta los riesgos de los participantes en el sector.
Separación efectiva de los papeles del Estado, implantación de un marco regulador e instituciones adecuadas.	El Ministro de Minas preside la GREG y las Juntas Directivas de las Empresas propiedad de la Nación. La SSPD hizo crisis ante su incapacidad de resolver los problemas. La CREG enfrenta limitantes para conseguir el mejor personal y consultores, y no ha conseguido el prestigio requerido en este tipo de instituciones
El Estado se retira gradualmente de la actividad empresarial, adopta prácticas empresariales en sus empresas o las intervendría para privatizarlas	Después de un inicio promisorio se estancó la privatización. Los mecanismos de intervención por la SSPD no han sido satisfactorios y las empresas estatales no han respondido, con excepción de EPM. Tanto esta empresa como la exitosa incorporación del sector privado en la EEB son ejemplos exitosos pero que no han sido replicados.
La contribución fiscal del Estado se limitaría a complementar los subsidios. Cumpliría con sus obligaciones	El Estado ha continuado prestando y siendo garante de Empresas oficiales, capitalizó electrificadoras. Con excepción del ano 2001, las contribuciones para subsidios no han sido oportunas, y el Estado es el principal acreedor moroso del sector.
El sector privado acometería el grueso de las nuevas inversiones	Hasta 1998 el sector privado parecía dispuesto a apostar por la reforma pero en las crisis y condiciones actuales aparecen muy pocos candidatos dispuestos a afrontar los riesgos de su actividad en el país
Un mercado mayorista competitivo, con cambios marginales en la estructura del sector. Agentes del mercado solventes.	El MEM funciona relativamente bien a pesar de las limitaciones de su diseño. Las dificultades de la CREG para solucionar problemas de poder dominante ocasionados por la operación bajo restricciones, y los problemas de los cargos por capacidad ha limitado su credibilidad. Su solvencia se ve amenazada por el no pago de los distribuidores.
Los resultados en el corto plazo traerían beneficios que aglutinarían los dolientes en defensa de la reforma.	Logró atraer inversión privada en momentos críticos que evitaron la repetición de un racionamiento y permitió mantener precios bajos en términos reales. Sin embargo, el desmonte de los subsidios y la aguda crisis económica dificultan su comprensión por la población. Los beneficios del exitoso proceso de EEB, si bien cuantiosos, no han sido lo suficientemente difundidos. Se ha tardado en lanzar el programa de electrificación de ZNI.
Transparencia del proceso, el nuevo marco regulador, la participación privada y mecanismos de control disminuirían la corrupción y el manejo clientelista.	La falta de un ejercicio efectivo de sus derechos como accionista por parte del Gobierno Nacional permitió que intereses locales mantuvieran capturadas las electrificadoras y que utilizaran los nuevos mecanismos que ofrecía la reforma para extraer rentas. En el lado positivo se logró evitar la aprobación de legislación oportunista con beneficios privados disfrazada de interés nacional.
Las reformas constitucionales aseguran la paz y el crecimiento de la economía	El país se encuentra en la crisis política y económica más grande de su historia con las implicaciones que esto pueda a tener para la sostenibilidad del modelo.

4. Restricciones técnicas e institucionales

Sin embargo, los proponentes del modelo en el momento de su adopción no parecían percibir, al menos en forma explícita, la existencia de un conjunto de restricciones que podrían limitar el logro de las expectativas creadas.

4.1. La herencia institucional

A pesar de los objetivos y puntos de partida tan disímiles, el proceso de reforma en Colombia siguió más o menos el mismo camino que el de los países pioneros de la OCDE – el diseño de la bolsa ha sido una adaptación del antiguo modelo de Inglaterra y Gales. La posibilidad que los resultados de la reforma en éstos países sean dependientes de sus características particulares no fue una fuente de preocupación. Una aproximación más cautelosa se preocuparía por verificar hasta qué punto los elementos tácitos e implícitos en el modelo importado se pueden reproducir en el país. A menos que estos elementos sean reproducidos o reemplazados por características locales, y a menos que las reformas sean coherentes a través de la economía, copiar un modelo es una apuesta bastante incierta. Así como los planos, las buenas prácticas, los códigos y la estandarización internacional han probado ser útiles para el desarrollo de ciertos procesos técnicos, el desarrollo institucional de un país requiere del proceso de descubrimiento de las necesidades específicas y las dotaciones específicas o inherentes. Este análisis concluiría que si bien existen ciertos elementos comunes que son esenciales, no existe un modelo único, de tal forma que el éxito de la reforma no sólo es dependiente del acerbo institucional, sino también del momento escogido para implementarla.

La regulación para establecer mercados y competencia, controlar poder de mercado y balancear intereses de empresas y consumidores es, por supuesto, una práctica importada y ajena a un mundo de monopolios politizados. Pero aún más, su tecnología se deriva en parte de un sistema de protección de la propiedad y del acceso a los mercados basado en la ley común y no en la estatutaria, y sus raíces legales están fundamentadas en sistemas diferentes de división de poderes y de derecho administrativo. Por otra parte, la tecnología de la regulación adecuada a las nuevas formas de mercado, como las bolsas, está aún en fase temprana de desarrollo en el mundo. Así es que la regulación estructurante de mercados competitivos no solo ha enfrentado obstáculos en cuanto sus objetivos chocan con poderes establecidos, sino que lo ha hecho en condiciones que requieren una gradual aclimatación y adecuación.

El régimen antiguo de las empresas de servicios públicos confundía los papeles de formulación de políticas, propiedad y administración y regulación, entendida ésta última como supervisión, o sea labores de vigilancia y control. Las empresas, aunque municipales, estaban subordinadas a la Nación, puesto que las administraciones municipales y toda la cadena del ejecutivo dependían del de orden nacional, es decir del Presidente de la República. Éste y sus ministros formulaban las políticas sectoriales, pero la supervisión era sólo atribución del Presidente quién podía delegarla, y lo había hecho en otros sectores en cuerpos reguladores que confundían en un solo cuerpo funciones de reglamentación y de vigilancia y control[29]. En los

[29] Tal era el caso, por ejemplo, en el sector financiero con la Superintendencia Bancaria. Dichos cuerpos reguladores, como Superintendencias, respondían directamente al Presidente, pero en la práctica de materias de políticas se identificaban con la línea trazada a través de los Ministerios

servicios públicos esta función se hacía *ad hoc* a través de la línea administrativa y por los procedimientos jurídicos del caso.

La política antimonopolio se ha de diseñar teniendo en cuenta las organizaciones e instituciones que están a cargo de implementarla. Esto se hace crítico en la situación colombiana, donde se suele suponer sin fundamento la existencia y funcionamiento similar de instituciones presentes en países desarrollados, como el respeto por la ley, derechos de propiedad respetados y claramente definidos, mecanismos judiciales para la resolución de conflictos independientes y competentes, cumplimiento de los contratos, un servicio civil altamente calificado, y agencias de control y supervisión sólidas y competentes.

La reforma constitucional es relativamente reciente y no se ha llegado aún a una relativa estabilidad respecto a la división de poderes y al sistema de limitaciones entre ellos. Se argumenta con frecuencia, por ejemplo, que la Corte Constitucional suele colegislar y cogobernar, y que en ello no tiene restricciones, ni hay instancias de apelación. Hay inestabilidad en sus determinaciones, habiéndose producido reversiones de conceptos y dictámenes. En su aislamiento, ha ignorado a veces las condiciones reales de la economía y las restricciones presupuestales y ha intervenido con reglamentaciones que deberían ser más bien materia de leyes o decretos.

El poder Legislativo no representa adecuadamente al electorado y ejerce un control limitado del Ejecutivo debido a la debilidad y fragmentación de los partidos políticos y al clientelismo. El propio proceso de aprobación de leyes está sujeto a demasiado regateo concentrado en aspectos particulares, con el cual se logran concesiones y rentas en vez de reordenaciones y definiciones de políticas. El fracaso de los intentos recientes de Reforma Política afecta muy significativamente la calidad y la coherencia de las Leyes.[30]

Existen obstáculos para la selección y consecución de los mejores reguladores, así como restricciones a su desempeño:

- El sistema de carrera administrativa y las normas jurídicas impiden remunerar adecuadamente a los reguladores. El servicio civil está diseñado para mandos medios y no para funcionarios tomadores de decisiones.

- Un severo régimen de inhabilidades e incompatibilidades limita su selección a funcionarios públicos, con frecuencia de entidades con funciones de planeación o de control, introduciendo así un sesgo de orientación.

- El régimen de responsabilidades de los reguladores, sobre todo los mecanismos y procedimientos de investigación y control, suelen producir parálisis, retrasos, excesivos trámites, y quizá sobre todo temor a introducir cambios radicales y las medidas necesarias para enfrentar urgencias y crisis mayores, sin que ello haya producido mejora en la transparencia y en la rendición de cuentas.

- Las tutelas y derechos de petición han sobrecargado la labor reguladora.

---

[30] Alesina Alberto. Institutional Reforms in Colombia, Fedesarrollo. August. Working Papers Series. Documentos de Trabajo. No. 21. Bogotá, 2000

De acuerdo a la Constitución las comisiones reguladoras forman parte integral de la cadena administrativa del ejecutivo, pese a que éste pueda tener limitaciones en nombramientos y en procedimientos decisorios y pese a una relativa autonomía administrativa y de financiación. Con lo cual, en últimas, la autonomía de dichas Comisiones es limitada, sin que ello asegure por otra parte la suficiente coordinación con los entes de planeación y formulación de políticas. La cadena de delegaciones y responsabilidades de la reglamentación encargada a las comisiones reguladoras diverge de la de la vigilancia y control encargada a la SSPD. Los poderes y responsabilidades de esta última son delegados por el Presidente de la República, mientras los de las Comisiones siguen la estructura de mando y administrativa de los Ministerios. En la práctica esto se ha prestado a conflictos y descoordinación, y sobretodo a que la vulnerabilidad de la supervisión a la politización y a la corrupción haya sido mucho mayor.

Claramente es imposible evitar todas las ineficiencias en un marco regulador. Sin embargo, una reglamentación consistente con las instituciones reguladoras, (particularmente con la capacidad de supervisión) junto con una estructura de incentivos adecuada y transparente, y suficientes recursos, pueden en principio llegar a superar o minimizar dichas ineficiencias. Pero en la práctica, un país con instituciones judiciales débiles y con una tradición de intervención política en las decisiones judiciales, hace menos probable la superación de las ineficiencias asociadas al marco regulador.

4.2. La importancia y el poder de las regiones

La mayoría de las empresas de servicios públicos eran del orden local, principalmente municipal y en menor escala departamental. En el sector eléctrico sólo eran nacionales ISA, CORELCA e ICEL, y las empresas de mayor tamaño e integradas verticalmente eran las de los municipios más grandes (Bogotá y Medellín). Pese a que tanto las empresas nacionales como las municipales estaban subordinadas a la línea ejecutiva del poder público, esto no aseguraba una política coherente, ni evitaba la injerencia de los intereses locales y de contratistas.

Había una gran injerencia de parte de congresistas y concejales en las empresas, que persiste aún en las que no han sido privatizadas. Estas han sido y suelen ser todavía parte del botín involucrado en las elecciones para las administraciones locales. Ello conduce normalmente a sobre-dimensionamiento, bajas tarifas y poca inversión en expansión y en mantenimiento, así como en falta de control de pérdidas de distribución. Para lograr romper este círculo se ha requerido la elección de alcaldes bastante más "independientes."

El control político de las empresas públicas al nivel local reside en la disponibilidad de puestos de trabajo para la clientela electoral y en la discrecionalidad para el otorgamiento de contratos de obras, suministros y servicios. Las reformas sectoriales, laboral y de las pensiones y las privatizaciones han representado una grave amenaza para la estabilidad y las prestaciones laborales en las empresas públicas de servicios públicos, y por ello es que los sindicatos de las mismas han tendido a hacer alianzas con los políticos regionales o locales para preservar sus privilegios y presencia política.

Los congresistas que operan en forma clientelista no vieron amenaza en una reforma que abría espacio al sector privado en el margen de generación, y que preservaba inicialmente la integración vertical de las grandes empresas municipales, siempre que se mantuviera su influencia en éstas y en las electrificadoras públicas regionales. Por esta razón, así como por la urgencia inicial de evitar racionamientos, la privatización no comenzó por la distribución. Al

mismo tiempo, fue clave que la vigilancia y control no atacaran estas bases políticas y ello pudo contribuir a la relativamente mayor politización de esta rama de la regulación. En consecuencia, el GN, al asumir la propiedad de empresas públicas locales, no siempre ha podido asumir también el control de las mismas, que suele compartirse con las administraciones y políticos regionales y locales. La intervención y manejo por parte de SSPD no han podido delegarse y externalizarse, como tampoco sujetarse a vigilancia autónoma.

4.3 Limitaciones técnicas a un mercado competitivo de electricidad

La electricidad es extremadamente costosa de almacenar. De esta manera debe mantenerse un continuo equilibrio entre la generación y el consumo en tiempo real. Esta tarea se hace más difícil porque la demanda por electricidad varía ampliamente entre las horas del día y entre los días de la semana.[31] Por otra parte, las redes eléctricas no tienen sistemas de *switching* como las redes telefónicas, donde un proveedor puede prestar el servicio de un punto a otro sin afectar la totalidad de la red. Estas dos características implican que el sistema de transmisión no es una simple red, sino que involucra complejas tareas de coordinación del sistema, donde una administración eficiente de la red implica la coordinación de todos los generadores con los consumidores del sistema. Más aún, surgen retos significativos para la medición adecuada de las ventas y compras de energía, así como para establecer las obligaciones financieras entre los comercializadores y los generadores.

En general, la oferta de electricidad presenta restricciones activas cuando hay picos de demanda. Cuando la demanda llega a los niveles máximos de capacidad en el sistema, es necesario recurrir al despacho de plantas menos eficientes, lo que incrementa el costo marginal del sistema eléctrico. Mientras tanto la demanda por electricidad es, virtualmente, inelástica en el corto plazo, por lo menos en sistemas donde la demanda no participa activamente en el mercado. Sólo a los usuarios finales de mayor nivel de consumo les es rentable la tecnología para observar, y aún menos para responder, a las variaciones en tiempo real de los costos marginales de generación en el sistema. De esta manera no es posible llegar a un equilibrio por el lado de la demanda, a no ser que el coordinador del sistema corte el consumo.

El elevado costo del almacenamiento de energía y la limitación en la capacidad instalada originan fuertes restricciones a la energía despachable en un momento dado del tiempo. La combinación entre esta inelasticidad de oferta de energía con la inelasticidad de la demanda a los precios en el corto plazo hace que el precio del mercado *spot* sea extremadamente volátil. La anterior situación se acentúa si el mercado no es completamente competitivo. Muchos estudios muestran que una oferta de electricidad limitada (respecto a la demanda), les da una posición ventajosa de poder de mercado a los generadores, lo que les permite manipular los precios por encima del nivel de equilibrio. Complicaciones adicionales surgen en un sistema predominantemente hidráulico que es amenazado de manera aleatoria por el Fenómeno del Niño. Estos sistemas usualmente presentan sobredimensionamiento de capacidad combinado paradójicamente con carencias cíclicas de energía (en periodos de sequía), lo que hace aún más volátiles los precios de bolsa y distorsiona las señales de corto y largo plazo.

---

[31] Debido a las características técnicas del sistema de transmisión, un desequilibrio entre la oferta y demanda en cualquier punto de la red, puede amenazar seriamente la estabilidad de todo el sistema.

Las características inherentes a la industria eléctrica anteriormente señaladas, imponen varios puntos que el esquema regulador debe considerar. Primordialmente está la necesidad de controlar y prevenir los monopolios en las actividades de generación y comercialización, eliminar las barreras de entrada a las actividades de transmisión y distribución, y los retos que surgen entre los *trade-offs* derivados de mantener la confiabilidad del sistema y mantener los precios bajos estables. Esta tarea se hace aún más complicada cuando el número de participantes en el mercado es pequeño, o cuando se presenta integración vertical. Ejercer control sobre el poder de mercado *a posteriori* es prácticamente imposible dada la enorme complejidad de establecer vínculos causales entre el comportamiento observado de los generadores (cantidades y precios ofertados) y posibles motivaciones anticompetitivas.

4.4. Las estrategias de los inversionistas

En un comienzo del proceso de reforma, se atrajo a inversionistas en activos de generación, particularmente con habilidades y organización como operadores bajo el esquema de contratos. Si bien algunos de ellos representaban intereses de compañías internacionales ocupados en posicionarse frente a una eventual reforma de mayor alcance, esto sólo vino a darse a partir de 1995, una vez sancionadas las leyes básicas del nuevo esquema y puestas en marcha las entidades reguladoras para ello. Otro factor que demoró hasta entonces la entrada plena de los mayores jugadores internacionales fue el desencadenamiento de las principales privatizaciones, por la crisis de las empresas de Bogotá y la Costa Caribe.

En cada momento y fase de la reforma se juega entonces con inversionistas internacionales de diverso tipo, dentro de unas estrategias de entrada y operación que varían con el tiempo. Si bien dichos inversionistas responden a los incentivos o desincentivos locales, sus decisiones son motivadas por estrategias regionales y globales, frente a las cuales Colombia no ha sido jugador poderoso y sí errático. En especial, algunos de los inversionistas internacionales parecen preferir ambientes en los cuales no se haya efectuado la pretendida desintegración vertical que era uno de los rasgos principales de la reforma colombiana.

Algo similar ocurre con empresas públicas exitosas, al menos bajo las reglas y garantías diferenciales de que disfrutan, tal como ha sucedido con EPM e ISA. La primera, compañía integral de servicios públicos y verticalmente integrada y con proyección nacional en campos como los de electricidad y comunicaciones. Y la segunda, con el virtual monopolio de la transmisión, unido hasta ahora con el manejo de la Bolsa y del Despacho.

4.5 *El ambiente político y económico*

Finalmente, la reforma del sector eléctrico colombiano ha debido enfrentar dos hechos no previstos en su diseño, y que han afectado profundamente el funcionamiento del sector y la evolución de las políticas. En primer lugar, la economía se ha visto sujeta a la más profunda recesión que haya sido registrada en este siglo; y en segundo lugar, el país padece un conflicto armado que ha implicado ataques a la infraestructura eléctrica y energética del país.

Mientras el crecimiento histórico de la economía colombiana había sido del 5% desde los cuarenta hasta los años setenta, así como en los comienzos de los años noventa cuando se

estructuraron las reformas, dicho crecimiento solo fue de un 2,5% en los ochenta y llego a ser nulo en 1998, negativo (4,2%) en 1999, y no ha podido llegar al 2,5% anual desde entonces.

La caída del crecimiento ha tenido factores externos adversos por momentos y sobre todo recientemente, pero a ello han contribuido indudablemente errores de política económica y de implementación del proyecto general de modernización antes descrito que se reflejan también en las políticas del sector eléctrico. La expansión de la primera mitad de los noventa se debió en parte a influjos de capitales no sostenibles y a la creación de una "burbuja," que no fueron contenidos con medidas compensatorias suficientes, como hubiese sido un mayor ajuste fiscal y ahorro público. Medidas imprudentes expansionistas y defensa de la divisa precipitaron la vulnerabilidad y la caída la economía en 1998 ante las crisis de los mercados emergentes. Buena parte de las rentas petroleras y de concesiones se asignaron al consumo.

La respuesta a la crisis del 98, si bien ha sido correcta en términos generales, ha sido por lo menos lenta y desatenta al conflicto social del desempleo, que subió del 8% en 1995 al 20% actual. El endeudamiento público explícito, que había llegado al 25% del PIB, ha rebotado hasta el 40% del PIB, sobre todo a partir de 1997. Se estima que las recientes reformas tributarias y de las transferencias no recuperarán la sostenibilidad de las finanzas del gobierno central, y que ello demandaría otro fuerte ajuste pensional, y por lo menos un gran aumento de la base tributaria. La reactivación del crecimiento requiere consolidación y profundización de las reformas económicas, como en el frente laboral.

Por su parte, el conflicto armado endémico del país adquirió en los años recientes mayores proporciones con el incremento de actividades terroristas que afectan notablemente la infraestructura vial, energética y de transmisión eléctrica del país. Como ya se mencionó en el capítulo anterior, ello ha implicado no sólo aumentos de costos por las reparaciones, sino aumentos en los costos de las restricciones eléctricas.

Capítulo 3

LA REFORMA EN LA PRÁCTICA: REESTRUCTURACIÓN, PRIVATIZACIONES Y LA GESTIÓN EMPRESARIAL

1. Introducción

La reforma ha cumplido muchas de las expectativas que se crearon con su adopción. Los inversionistas extranjeros han invertido más de US$ 6.000 millones en el sector, la carga fiscal para el Gobierno nacional se ha reducido, así como la deuda pública a cargo del sector. En particular, el proceso de capitalización por el sector privado de la Empresa de Energía de Bogotá, la mayor del país, y la venta del 65% de EPSA han redundado en numerosos beneficios para la comunidad. Los costos de generación y las tarifas a los usuarios finales han bajado en términos reales (ver Figura 2), y por último pero no menos importante, se enfrentó de manera exitosa la amenaza de racionamiento que entre 1997 – 1998 trajo el fenómeno del Niño. Sin embargo, limitaciones técnicas e institucionales así como dificultades políticas y económicas han impedido que muchos de las expectativas y/o supuestos implícitos se hayan logrado, haciendo vulnerable el proceso a choques externos. El Gobierno fracasó en sus intentos de operar con criterio empresarial las empresas distribuidoras en las cuales era accionista mayoritario y las empresas municipales corrieron una suerte similar, con la excepción de EPM. La estrategia de intervención de empresas insolventes probó no ser efectiva y prolongó la agonía de las intervenidas. La participación del sector privado en generación se dio con tropiezos, después de un inicio promisorio con la venta inicial de los activos de generación del gobierno central, la privatización de ISAGEN y de CORELCA se estancó y las empresas estatales de distribución continuaron contratando PPA en términos onerosos. Finalmente, aunque la dependencia del presupuesto nacional es menor que al inicio de la reforma, la tendencia se ha revertido en los últimos años.

Si bien este desempeño puede atribuirse en gran medida a eventos externos al sector como el desempeño de la economía y a los problemas de orden público, existen problemas importantes en la concepción de los elementos fundamentales del modelo reformista que es importante detectar para la formulación de cualquier solución. El Cuadro 1 del capítulo anterior muestra en forma resumida una comparación entre las expectativas de la reforma y las realidades. En este capítulo se estudia el desempeño de la reforma analizando la validez de los supuestos que soportaron su adopción y relacionándolo con las limitaciones que impone el desacople entre sus elementos con la historia institucional y dotaciones del país. Dentro de este marco se buscan explicaciones para el fracaso de la gestión en las empresas estatales en el periodo de transición y el desempeño desigual de las tres principales empresas municipales, se describen los pasivos que acechan al fisco nacional como producto de la crisis empresarial y se analizan los procesos de privatización y de vinculación de inversionistas privados nuevos.

2. La gobernabilidad política de las empresas estatales y el fracaso de los mecanismos de intervención

Como producto de las transacciones políticas para la aprobación de la reforma los políticos locales continuaron con el control efectivo de las empresas y los esfuerzos de los contratos de desempeño para buscar una operación eficiente fueron infructuosos por razones que se indican más adelante. Peor todavía, dada la incapacidad de la SSPD para administrar las empresas intervenidas, ésta tuvo como resultado acelerar el proceso de deterioro de dichas empresas en lugar de contribuir a su rehabilitación. El problema de la gobernabilidad política se manifestó más crudamente en aquellas empresas en las que el GN era accionista mayoritario pero en donde por razones de equilibrio político no quiso o no pudo ejercer el control necesario para cumplir con sus objetivos. Esta dificultad se extendió también a las empresas municipales con la posible excepción de EPM en la que el problema, si bien presente, no ha tenido todavía la magnitud ni las consecuencias funestas de las demás. Las empresas de ámbito nacional ISA e ISAGEN se han mantenido relativamente libres de la interferencia política directa; sin embargo el GN ha utilizado a ISAGEN para cubrir los desastres financieros de los proyectos de Urrá y La Miel. En un caso, EEB, el desastre administrativo y financiero condujo a una capitalización con control para el sector privado, y en otro, el de las empresas de distribución de la costa atlántica, a una venta con una participación mayoritaria del sector privado, con resultados muy diversos.

Las empresas distribuidoras propiedad del GN que comprendían las electrificadoras del Interior y la Costa no pudieron adaptarse al nuevo modelo. Si bien el GN controlaba y presidía la junta directiva en realidad nunca ejerció esta función y los políticos locales continuaban nombrando a los gerentes y utilizando las empresas como baluartes políticos para ser reelegidos. Exceso de empleados, altos pasivos pensionales mal capitalizados y altos costos laborales, escandalosos niveles de pérdidas de energía, corrupción, PPA y BOT mal contratados, problemas en la facturación y recaudo de cartera, fallas en el programa para el desmonte de subsidios extralegales, mercados poco atractivos, baja cobertura al riesgo del mercado *spot* y una caída en la demanda, contribuyen a exacerbar el caos.

Este resultado constituye un claro fracaso del sistema de convenios de desempeño (CD) adoptado para garantizar que la gestión de las empresas estatales se efectuase con criterios empresariales modernos, como si fueran privadas, uno de los supuestos iniciales de la reforma. En la raíz de dicho fracaso se encuentra la perseverancia en la creencia que el problema era uno de gobernabilidad corporativa en vez de gobernabilidad política, y que como sugiere Eduardo Wiesner en un análisis de la efectividad de las políticas públicas en Colombia desde el punto de vista neoinstitucional, la razón de tal fracaso debe buscarse en la estructura institucional en el sector público y en las restricciones de economía política.[32] La primera ronda de CD, establecidos como parte de las medidas adoptadas para controlar las empresas estatales antes de la aprobación de las Leyes 142 y 143[33], fueron ejecutados por la Financiera Eléctrica Nacional (FEN) por delegación del MME desde 1993. Un estudio del Departamento Nacional de Planeación (DNP) publicado en 1996 reveló que los Convenios de Desempeño celebrados hasta 1995 no cumplieron las expectativas que se tuvieron de ellos.[34] Según Wiesner, el fracaso se debe a problemas de

---

[32] Wiesner, Eduardo (1997). La efectividad de las Políticas Públicas en Colombia, pag. 39, TM editores, Bogotá.

[33] Planes de desempeño también habían sido acordados con el Banco Mundial y el BID como condición de desembolsos de sus préstamos a la FEN durante el quinquenio anterior.

[34] Acosta, Olga Lucía (1996). "Los Convenios de Desempeño, Hacia una gestión pública orientada hacia resultados: Sinegía, DNP.

'derechos de propiedad por una parte y de estructura institucional por otra. La FEN no tenía medios efectivos para hacer cumplir los contratos a las empresas ni éstas mucho que temer, pues cambios sistémicos y en las condiciones interinstitucionales terminaban dándoles a éstas la razón. La FEN no era realmente independiente para forzar a sus vigilados a cumplir porque se enfrentaba a un típico problema de riesgo moral: si demandaba a sus vigilados ponía en peligro su propia posición como principal en los convenios o bien como entidad financiera garante de los pasivos de muchas empresas. El incipiente desarrollo de la CREG y de la UPME impedían por otra parte que estas instituciones pudieran apoyar a la FEN a hacer cumplir los CD.

Posteriormente, en 1997 y como desarrollo de la Ley 142 en sus aspectos de gestión de las empresas estatales, se busca formalizar los CD usando un complejo procedimiento mediante el cual la CREG define los criterios de dichos CD, la UPME establece los parámetros que precisan las metas y la SSDP vigila el cumplimiento de las mismas. Este proceso, si bien aseguraba las responsabilidades técnicas, no asegura ni responsabilidad fiduciaria ni derechos de propiedad pues en últimas no hay quién resuelva las diferencias entre instituciones, dando lugar a áreas grises que son aprovechadas por los buscadores de renta. En efecto, en la práctica dio lugar a continuas disputas entre instituciones y a intervenciones de carácter político que culminan con la crisis de la SSPD como se verá más adelante.

El problema de los CD no reside simplemente en la debilidad de los instrumentos legales, sino sobre todo en las limitaciones de política global que impiden que el propietario cumpla con su parte. Como lo señala Wiesner, en Colombia el problema principal son las restricciones de economía política específicas a la gestión de determinados *buscadores de rentas* que ejercen su influencia sobre el principal y sobre el agente y lo hacen tanto antes que se firme el convenio como cuando se evalúa su desempeño.[35] Estas lecciones son muy importantes para el diseño de los procedimientos para la gestión de empresas estatales en el período de transición.

Desde mediados de 1997 se venía precipitando la crisis financiera en las electrificadoras nacionalizadas y se les va dando apoyo financiero, que continúa hasta 1998, por un total de salvamento (con riesgo moral) de casi $800 mil millones, y la SSPD tiene que tomar posesión de algunas de ellas. Situación parecida se presenta en las de la Costa Atlántica, agravada con la de CORELCA. A mediados del año y al final de la administración Samper, se desencadena otro proceso de reestructuración de empresas y capitalización en la zona del Caribe, mediante el cual se separan las actividades y propiedad de CORELCA en generación (de la Nación) y transmisión (que queda en manos de ISA a través de una filial, TRANSELCA); las electrificadoras se liquidan (quedan unos cascarones con deudas de más de US$100 millones pero con activos para responder por ellas); y lo capitalizado se consolida en dos nuevas electrificadoras, ECO y ECA, las cuales fueron vendidas (65%) al mismo operador privado. Pasados tres años de ser administrados por la SSPD, los 'Cascarones' no han podido ser liquidados a pesar de contar con activos que les hubieran permitido pagar las deudas con el MEM por razones que muchos atribuyen a los escasos incentivos que tienen los interventores nombrados por la SSPD.[36] Adicionalmente, a principios de 2001 estalló el escándalo de TermoRío, un PPA contratado por ELECTRANTA, una de las ocho electrificadoras, inconveniente desde todo punto de vista, objetado por el GN y con

[35] Por ejemplo los informes de la FEN indican que ELECTRANTA no pudo cumplir las metas de suspensión del servicio a deudores morosos por presiones del sindicato.
[36] 'Así es la pesadilla del sector eléctrico'. Diario El Tiempo, 09.09.2001

elementos de corrupción[37], cuando un tribunal de arbitramento condenó a ELECTRANTA pagar US$60 millones a TermoRío por perjuicios. La investigación posterior demostró negligencia por parte del abogado seleccionado por la SSPD para representar a la Nación en el caso; esto, y sus vinculaciones con el Superintendente, llevaron la renuncia de éste último y su posterior encarcelamiento. El escándalo desató una polémica que ha sido aprovechada por muchos interesados para culpar al proceso de privatización por la corrupción.

EMCALI, una empresa municipal que atiende cerca del 7% del mercado, se encuentra intervenida en situación catastrófica, y Empresa Eléctrica de Pereira, EEP, se encuentra al borde de la intervención. El caso de EEB es revelador porque además de servir el mercado más grande del país, de recibir cuantiosos recursos del GN y refinanciamientos de la Banca multilateral para el controvertido proyecto hidroeléctrico Guavio de 1.000 MW, fue incapaz de mejorar su gestión y de desmontar los excesivos subsidios al consumo, lo que la llevó a una situación insostenible. Sin embargo, la misma no condujo a un salvamento por parte del GN sino que fue aprovechada por una administración no comprometida con la clase política convencional para efectuar una capitalización con inversionistas privados considerada como ejemplar. Porqué no ha sido posible replicar este esquema en situaciones como EMCALI obedece en parte a la diferencia fundamental en el enfoque de las administraciones de ambas ciudades pero merece un análisis más detallado. La sección siguiente estudia este caso así como las razones detrás del aparente éxito de EPM.

3. Un cuento de tres ciudades

La Ley 142 estableció un plazo para que las empresas de servicios públicos de orden municipal escogieran entre dos modelos de organización alternativos que definían el alcance de participación del sector privado. Así, la modalidad de empresas por acciones abría las puertas para una eventual privatización o capitalización por el sector privado mientras que la modalidad de Empresa Comercial e Industrial del Estado (ECIE) mantenía el control y la propiedad en manos del municipio. A principios de 1997 tanto EEB como EMCALI habían adoptado la opción de constituirse en empresa por acciones y habían reestructurado sus actividades, en una casa matriz y empresas especializadas por servicios en el caso de EMCALI, y en casa matriz y empresas de generación y distribución en EEB. Por el contrario, el Consejo Municipal de Medellín escogió la opción ECIE que cerraba las puertas a una eventual participación del sector privado, pero no la inhibía de participar como empresario, ya sea a solas o en asociación, en zonas diferentes de su propia jurisdicción.

Cuatro años mas tarde, a finales del año 2001, el sector privado controla CODENSA y EMGESA, lo que le ha permitido, además de mejorar significativamente la calidad del servicio y la atención al público, revertir el flujo de recursos que anteriormente desangraba el fisco del Distrito y contribuir en gran medida al éxito de las últimas administraciones para transformar la infraestructura de transporte y aportar al desarrollo social de la Ciudad. En claro contraste, EMCALI confronta la más grave crisis financiera de su existencia, intervenida por la SSPD y en vísperas de interrupciones del servicio eléctrico. EPM por su parte continuó prestando sus

[37] ELECTRANTA adjudicó en 1997 un PPA por 20 años a TermoRío; en otrosís se estableció que la electrificadora no podría enajenar sus activos sin el consentimiento de TermoRío, contrariando las autorizaciones de la Junta Directiva y del MME. Por lo anterior y porque el contrato incumplía normas de la CREG, el gobierno inició en julio de 1998 acciones tendientes a obtener su nulidad.

servicios y contribuyendo con transferencias al municipio pero centró su estrategia en el crecimiento. Como respuesta al desafío se reorganizó para mejorar la eficiencia en la prestación de sus servicios y competir a escala nacional en los mercados de comunicaciones y electricidad, en donde ha logrado una importante penetración. Qué llevó a desenlaces tan diferentes para Bogotá y Cali, qué explica el éxito relativo de Medellín y qué hay de transferible o sostenible es su modelo son interrogantes sobre los cuales esperamos arrojar alguna luz.

La existencia de liderazgo municipal así como el tipo de presiones e incentivos que confrontaban en un momento determinado las respectivas administraciones arrojan las primeras pistas para comprender resultados tan diferentes en Cali y Bogotá. Cuando EEB se encontraba al borde del desastre financiero y se le agotaban las opciones encontró un alcalde que enfrentó el desafío y aprovechó la situación para vencer la oposición del Consejo Municipal, cuyos miembros tenían fuertes intereses en la preservación del status quo. La situación era tan desesperada y el peso de los escándalos pasados tan evidente que el movimiento de opinión que eligió al Alcalde Mockus no tuvo dudas en respaldar las soluciones novedosas que su equipo proponía. En una saga que ya es casi legendaria el alcalde se rodeó de técnicos honestos, ajenos al sector y se apoyó en una buena banca de inversión para idear ingeniosas soluciones a complicados problemas políticos, financieros y legales. A este trabajo diligente le colaboró también la buena suerte de una coyuntura económica favorable y el interés de muchos inversionistas que contribuyeron a que se excedieran las expectativas iniciales. La posterior decisión de descapitalizar las empresas, en lugar de invertir en otras regiones, permitió aumentar los recursos disponibles para el Distrito, que sumados a las contribuciones por concepto de impuestos y dividendos de las empresas le han permitido a financiar los programas mencionados sin sacrificar los flujos futuros. Por último es importante destacar que la continuidad en las políticas de gobierno de las administraciones municipales es fundamental para que la comunidad continúe disfrutando de estos beneficios. Por lo tanto, el éxito que tenga el Alcalde en el manejo de la oposición del Consejo Distrital y el desarrollo de una amplia campaña de divulgación que resalte el papel de las capitalizaciones son cruciales para la legitimación de la reforma del sector.

EMCALI no confrontaba una crisis financiera ni su operación representaba erogaciones por parte del fisco municipal en el momento de la reestructuración. Sin embargo, los planes de desarrollo de infraestructura de la administración municipal demandaban grandes inversiones que fueron financiadas mediante el endeudamiento de EMCALI y transferencias al municipio aprovechándose de una gran discrecionalidad para el pago de dividendos. Aún cuando no se discute la bondad de las inversiones en infraestructura, la operación inició un proceso de endeudamiento que está en la base de los problemas de la empresa. Posteriormente la empresa ejecutaría directamente numerosas obras para el municipio y todas las dependencias municipales dejaron de pagar sus cuentas de servicios públicos amparándose en un eventual cruce de cuentas en el futuro. El problema se agravó cuando la administración municipal cedió ante las exigencias de un combativo sindicato y abdicó de la reestructuración y organización empresarial adoptada anteriormente para imponer una estructura que paralizaba la participación del sector privado en una forma transparente a la manera de EEB, pero que abría la puerta para que intereses inescrupulosos se beneficiaran de las operaciones en asociación con el sector privado que se realizarían más adelante.

A pesar de que la reforma del sector suponía la separación de los segmentos de distribución y generación y de que EMCALI sólo servía el segmento de la distribución, políticos y empresarios de la ciudad insistieron en la necesidad de invertir en generación argumentando que ello era necesario para subsistir en el nuevo modelo del sector. Como prueba de lo anterior destacaban la integración vertical de EPM. Mediante esta argucia involucraron a la empresa en proyectos de generación mal enfocados que contribuyeron a agravar sus dificultades financieras:

Termopacífico, que no prosperó después de haber invertido más de US$ 10 millones, y TermoEmcali, en el cual la empresa participaba como accionista y compradora de energía. El desastre continuó con la gestión en la planta de tratamiento de aguas residuales en la cual el costo de un contrato inicial por US$80 millones casi se ha duplicado, tanto por razones técnicas como por un crédito contratado denominado en yenes sin contar con una cobertura adecuada para el riesgo cambiario.

Hoy la situación financiera de la empresa es desesperada y la presente administración municipal, apoyada en un beligerante sindicato, se ha negado a considerar una reestructuración que permita una vinculación del sector privado, que si bien no asegura la repetición del éxito de EEB dado el deteriorado ambiente económico reinante, podría evitar un desastre mayor. La administración parece centrar su estrategia en la esperanza de evitar la liquidación, una vez se haya cumplido el plazo de los dos años de ser intervenida por la SSPD, y forzar una capitalización por parte del GN que permita continuar extrayendo rentas a los grupos que se han beneficiado de ellas.

Este cambio tan dramático en las condiciones de EMCALI es aún más sorprendente si se tiene en cuenta que en el pasado la empresa disfrutó de una estabilidad sólo comparable a la que gozaba EPM. Sin embargo, cuando tiene en cuenta que durante las últimas cuatro administraciones municipales los gerentes han durado un poco más de un año en promedio aparece claro el impacto de la falta de continuidad en la administración municipal. La rotación en la filiación política de los alcaldes y el corto periodo, tres años, de duración de cada administración municipal, maximizan los incentivos para una utilización oportunista de la empresa e impiden una gestión congruente con un programa de desarrollo de largo plazo. Esta interpretación del deterioro de EMCALI produce lecciones importantes para tener en cuenta en el análisis del caso de EPM, pues si bien es cierto que todavía persisten muchas de las condiciones que permitieron a EPM continuar con sus patrones de excelencia, hay otros como la falta de continuidad en la administración, que aunque en menor escala, son compartidos en ambas empresas.

Existen varios trabajos académicos, cuya visión es ampliamente compartida por el público, que adivinan los orígenes de la excelencia de las empresas públicas de Medellín: el espíritu empresarial antioqueño forjado por la necesidad de sobrevivir en un medio hostil y en la cultura de trabajo desarrollada alrededor de la Escuela de Minas de Medellín[38]. Si bien dichos elementos contribuyeron al establecimiento de condiciones que permitieron los desarrollos posteriores, para propósitos de este análisis queremos destacar tres rasgos claves para la interpretación del éxito del modelo EPM. Las empresas contaron con recursos hidroeléctricos baratos que le ofrecían la oportunidad de una renta importante, gozaron de abundantes y cualificados recursos humanos que le permitieron desarrollar y administrar sus amplios recursos financieros, y, sobre todo, tenía un dueño que le exigió rendimiento.

A diferencia de otras regiones que se disputaban los recursos del GN para financiar sus inversiones, Medellín desarrolló sus servicios sin estos aportes gracias a la afortunada conjunción de los esfuerzos públicos y privados en beneficio de la comunidad. Los industriales antioqueños comprendieron desde muy temprano que su suerte estaba íntimamente ligada al desarrollo de servicios públicos baratos y eficientes y se constituyeron en unos celosos guardianes de la

[38] Maya Mora, Alberto. Ética, Trabajo y Productividad en Antioquia, Universidad Nacional de Colombia, Ediciones Tercer Mundo, 1984

integridad administrativa de la empresa. Este sentido de pertenencia fue compartido por el comercio, la academia y el público en general, que consideraba a EPM como su patrimonio más importante, al que había que cuidar y manejar con criterio empresarial[39]. Así, en su Junta Directiva participaban los dirigentes empresariales más importantes de la Ciudad, sus ejecutivos fueron reclutados casi siempre entre los más capaces y existía un acuerdo tácito entre los políticos de dejar las EPM por fuera del reparto del botín electoral. Con este esquema de gobierno las Empresas pudieron incorporar los mejores recursos humanos existentes en la región y crear cuadros técnicos para desarrollar el potencial hidroeléctrico a muy bajos costos para aprovechar las rentas del recurso natural y consolidar su solvencia financiera. A diferencia de otras empresas en el país, EPM supo aprovechar su relación con los organismos multilaterales de crédito para innovar en sus prácticas, desarrollar métodos de trabajo y establecer una reputación como una de las mejores empresas públicas en Latinoamérica.

Aunque EPM podría tener reservas ante un modelo que buscaba una participación del sector privado y propugnaba por la desintegración vertical, una vez satisfechas sus restricciones de participación, al permitírsele mantener la integración, se convirtió en su defensora para aprovechar sus fortalezas en el nuevo ambiente competitivo. La empresa inició una agresiva política de inversión en el sector de telecomunicaciones a escala nacional, mantuvo su participación en ISA y buscó aumentarla participando en la puja por ISAGEN, adquirió control de Electrificadora de Antioquia y continuó con la inversión en nuevas plantas hidroeléctricas. Naturalmente que al escoger una estrategia de crecimiento en lugar de remunerar a su accionista ha hecho más costosas las transferencias potenciales al Municipio en el corto plazo, cuando las necesidades de éste son tan apremiantes por razones de inversión social. Por otra parte, como se indicó anteriormente, la continuidad en la administración de la empresa también se ha visto afectada por el ciclo electoral dando lugar a un nuevo gerente con agenda diferente con cada nueva administración. En opinión de muchos observadores el pacto tácito de no intervención por parte de la clase política en los asuntos de la empresa ya no se cumple.

Suponiendo que el análisis anterior es acertado, cabe ahora preguntarnos si el modelo de EPM es replicable en el resto del país. Ello sólo sería posible si las condiciones que aseguraron el éxito en Medellín, la renta del recurso natural, la tradición de excelencia, pero por sobre todo el ejercicio de los derechos de propiedad por parte de la comunidad estuvieran presentes en otras regiones. El fracaso contundente de EMCALI y de Empresas Públicas de Pereira muestra la singularidad de las condiciones de Medellín, pero el enrarecido ambiente institucional reinante en las electrificadoras controladas por el GN, el deterioro de la economía y la postración de las finanzas regionales hacen aún más difícil reproducir este modelo en el resto del país.

En conclusión, si la coincidencia de crisis y de liderazgo contribuyó al éxito del experimento en Bogotá y la falta de crisis y liderazgo frustró las oportunidades en Cali, un eventual deterioro del liderazgo en Medellín podría llevar a una nueva crisis cuya magnitud y resultados son difíciles de prever. Al renunciar a la capitalización por el sector privado, o a su venta, prefiriendo endeudar la empresa para financiar sus inversiones en infraestructura, Cali mató la gallina de los huevos de oro lo que limita sus posibilidades de aportes futuros o de utilizar sus excedentes para subsidiar a los usuarios de bajos ingresos, mientras que al optar por la opción contraria Bogotá logró ejecutar las inversiones sin detrimento de su patrimonio y mantener un flujo de ingresos que le permite cierta flexibilidad. Hasta ahora EPM ha logrado transferencias importantes al municipio y aumentar su patrimonio, su sostenibilidad dependerá de la medida en

[39] Universidad Nacional:, Las EPM: Una Mirada al pasado para facilitar el futuro, 1999

que evite el manejo oportunista de la empresa para satisfacer intereses electorales, y haya claridad sobre el monto y oportunidad de las necesidades financieras del municipio y sobre las implicaciones de la estrategia de crecimiento de la empresa en su contribución a la solución de dichas necesidades.

Por último es importante notar que si bien la vinculación de capital privado podría contribuir tanto a blindar la empresa contra tentaciones de uso oportunista como para liberar parte de su patrimonio para atender necesidades críticas de inversión social y productiva, la actual coyuntura puede no ser favorable para ello.

4. La carga financiera para el Estado

La Nación tiene una participación del 69% en el grupo de las trece electrificadoras del interior que sirven al 40% de la población. Dichas electrificadoras experimentaron en el año 2000 pérdidas cercanas a los $159 mil millones, siguiendo una tendencia iniciada desde el año 1996. La recesión ha afectado la capacidad de pago de sus clientes, que pertenecen en un 85% a los tres primeros estratos y consumen el 61% de sus ventas[40], pero su rendimiento se ve afectado además por otras causas. La mayoría de dichas empresas está atrapada en un círculo vicioso de carencia de recursos para inversión, pérdidas de energía cercanas al 30%, deficiencias de operación, contratos especiales (PPA y BOT) y problemas reguladores que las han hecho financieramente insolventes, no pueden servir su deuda ni cobrar su cartera, están ilíquidas y aumentan sus déficits. Por otra parte operan en mercados deficitarios por la baja capacidad de pago promedia de sus usuarios y altos costos por dispersión de los mismos.

En caso que no se puedan capitalizar o vender estas empresas el GN podría llegar a asumir pérdidas operacionales del orden de $ 100 mil millones por año, sin contar garantías de algunos PPA, o alternativamente debe hacer inversiones para habilitarlas, asumir los residuos de los contratos que no puedan ser renegociados, y hacerse cargo del pasivo pensional. Está pendiente el diseño de un plan alternativo de contingencia, que contemple las inversiones mínimas para poder operarlas sin pérdidas operacionales hasta que se privaticen.

EMCALI tiene una cartera de cuentas a cobrar del 140% de los activos corrientes, y está casi toda vencida (73% mayor de un año). El pasivo de la empresa llega a ser igual al patrimonio. En el año 2000 perdió US$120 mil millones. Paga US$100 mil millones al año por el PPA con Termoencali.[41] Debe US$ 50 mil millones a ISAGEN y US$28 mil millones a CORELCA. La Nación le ha garantizado una deuda que no tiene con qué pagar, con un saldo de $US 35 millones. En estas condiciones es muy probable que si continúa con su mora al MEM se puedan producir cortes del servicio. Por otra parte el Alcalde de Cali se resiste a una solución de inyectar capital privado y tiene puestas sus esperanzas en que la Nación asuma su deuda para continuar la operación como empresa municipal. La existencia de un combativo sindicato y la irrelevante gestión de la SSPD reducen el abanico de opciones disponibles y crean grandes dudas sobre las implicaciones o posibilidad misma de una liquidación de la empresa una vez concluya el período de intervención en vísperas de elecciones.

---

[40] Contraloría General de la Nación, Evaluación de las Electrificadoras del Interior 1994-2000, Bogotá,2001.
[41] Según ha declarado el Alcalde en carta al Presidente a través de la prensa. El Tiempo, Sep 6-2001, pg1-6

De esta situación no se escapan ni empresas reestructuradas por la Nación para facilitar su venta como CORELCA, que quedó con los activos de generación además de asumir los PPA de TEBSA con una garantía de la Nación que implica ya una erogación de US$240 mil millones al año (2001), y otros sin dicha garantía (como Flores I y San Andrés) en los cuales pierde hasta otros US$35 mil millones por año. Ha acumulado deudas por combustible con ECOPETROL por US$40 mil millones. La empresa generadora ISAGEN, que está dispuesta para la venta, pendiente la solución del conflicto legal con EPM, asume con sus ingresos operacionales algunas obligaciones de los proyectos Miel y Urrá. Y finalmente, la Financiera Eléctrica de la Nación (FEN), en proceso de desmonte, con un valor presente negativo de US$1500 millones, y posibilidades de tener que asumir la garantía del PPA de Paipa IV que implicaría una erogación de $220 mil millones en los tres años que restan del período del contrato.

Además de revelar que el suministro y distribución continúa aún en buena porción en manos de empresas públicas no viables, estas cuentas ilustran que el fisco ha continuado funcionando como financiador de última instancia, y que la crisis de la distribución volverá a repercutir significativamente sobre el mismo, revirtiendo la tendencia que se había logrado hasta ahora. A ello podría sumarse la contingencia de que la Nación tenga que volver a asumir empresas privadas, como las electrificadoras de la Costa.[42] Además del deterioro de las empresas, que dificulta su venta, se observa con preocupación que ello pueda llegar a afectar también a empresas como ISAGEN. Y resulta también crítico el caso de CORELCA, cuya magnitud bien puede llegar a superar la del conjunto de las trece electrificadoras.

5. El proceso de privatización

La privatización de los activos del sector eléctrico buscaba resolver los problemas de suministro, inversión, eficiencia, gobernabilidad y dependencia fiscal que presentaba el modelo anterior. Debido a condiciones coyunturales, el proceso se inició por la generación para continuar con la distribución pero ahora ambos se encuentran estancados. La razón de este estancamiento reside, además de la recesión y el aumento del riesgo país, en la generación de poderosas contratendencias u obstáculos que amenazan la sostenibilidad de la propia reforma. Como ya se ha enunciado, importantes actores impulsan la participación del Estado como empresario aún dentro del esquema competitivo y regulado. La secuencia tardía de la privatización de la distribución y sus implicaciones en la preservación de la integración vertical, así como la existencia de reglas niveladas para las empresas públicas y privadas, están precisamente en el centro de los desacuerdos y los rezagos que han hecho vulnerable e inestable el modelo.

Se recordará que el viraje para incorporar los agentes privados en la prestación de servicios públicos se precipita operativamente con ocasión del racionamiento de energía a partir de marzo de 1992. Se autorizó entonces a las entidades (públicas) del sector a realizar contratos de suministro con generadores privados en condiciones menos exigentes que las vigentes entonces, y con garantías estatales. Mediante el canje de acciones y activos por deuda, la Nación llegó a adquirir entre 1992 y 1993 ISA, CORELCA, EPSA, numerosos activos de generación, y a ser socio principal de gran parte de las EDCGN. Dicha propiedad ha sido indispensable, aunque se verá que no suficiente, para las privatizaciones, y se adquirió para reducir el costo fiscal para la Nación que implicaba la gestión pública de dichas entidades. Nótese, sin embargo, que aparte de

[42] Ver el análisis de estas empresas más adelante en este capítulo.

las EDCGN, sobre las cuales no se impuso entonces el suficiente control, la mayor parte de estas adquisiciones correspondían a generación y transmisión. Además de las urgencias de suministro y de la necesidad de contener la sangría fiscal, las dificultades legales y políticas de absorber las empresas municipales integradas y las de la Costa, imprimieron este sesgo a la privatización.

Sólo hacia finales de 1995 se complementó el desarrollo del marco legal y regulador con la aprobación de la Ley de Privatizaciones que desarrollaba en esta materia la Constitución, se creó la Bolsa de Energía y comenzó a operar la SSPD. Así, en este momento se crearon las condiciones para que privatizaciones y nuevos inversionistas entraran a operar en un mercado y contexto distintos y superiores a los de mero suministro de energía a empresas públicas. En esta etapa también se estaba perfeccionando el marco regulador con elementos indispensables, como los cargos de capacidad, el reglamento de despacho y particularmente para la distribución, como los cargos por sistemas de transmisión regional y distribución, las tarifas reguladas, el estatuto para los usuarios y para el racionamiento. El hecho que el Código de Distribución no fuera expedido hasta comienzos de 1998 es indicativo de la prioridad asignada a este segmento.

Ya en 1995 comenzó a operar EPSA nacionalizada como empresa exclusivamente eléctrica, y se escindió ISA en empresas separadas de transmisión (con despacho y bolsa) y generación (ISAGEN), pasos indispensables también para la configuración y operación del nuevo modelo de mercado. El cuadro 2 indica que el esfuerzo de privatizaciones se concentró entre 1996 y 1997 cuando la Nación logró vender sus activos de generación (Chivor, Betania, Tasajero, Cartagena, y EPSA), y la EEB logró las capitalizaciones en EMGESA y CODENSA. El esfuerzo continuó en 1998 cuando la Nación vendió su participación en ECO y ECA, pero a partir de dicho año se estancó el proceso. El GN centró todos sus esfuerzos en la venta de ISAGEN e ISA, descuidando las ventas de las electrificadoras, decisión que más tarde habría de lamentar. Desde ese entonces sólo ha sido posible la llamada democratización de ISA en donde un 13% de las acciones es propiedad del público.

Cuadro 2 Cronología de las privatizaciones

Fecha	Proceso	Activo	Capacidad MW 1000 clientes	Valor US$ millones y %	
1996	Venta de acciones en cuatro plantas de generación	Chivor (H) Betania (H) Tasajero (T) Cartagena(T)	1000 MW 500 MW 153 MW 179 MW	647 506 19 18	100 100 100 100
1997	Venta acciones en Empresa integrada Mayo 16 Capitalización: Empresa Generadora Distribuidora Transmisión	EPSA (96%H) EMGESA CODENSA EEB	869 MW 270 cl 2453 1500 cl	537 952 1.226	65 48.5 48.5 11
1998	Capitalización empresas distribuidoras Agosto Transmisión	Electrocosta Electrocaribe TRANSELCA	490 cl 627 cl	530*	65 65 65
2000	Venta acciones IPO empresa transmisión	ISA	N.A.		
TOTAL			5154 MW 2877 cl		

* incluye Electrocosta y Electrocaribe

Un análisis del cronograma de privatizaciones es indicativo de la poca prioridad que se dio a la distribución. Con la excepción de la operación de EPSA, que fue programada como resultado del proceso de reestructuración en los estadios iniciales de la reforma, el GN no enfrentó el problema de las electrificadoras hasta que este se hizo inmanejable como en la Costa. A esta decisión no fue ajeno el poder de los políticos regionales. La postergación de la privatización de las EDCGN merece atención especial por los impactos que ha tenido en la situación presente. Caballero[43], ilustra como los esfuerzos para vincular capital privado a algunas EDCGN, desde 1994--Quindío--y 1996--Tolima, se frustraron en parte por la oposición de los políticos locales. Más tarde, en el Documento CONPES 2950 de septiembre 24 de 1997, que definía la estrategia para la vinculación del sector privado, se establecieron cuatro grupos: las electrificadoras de CORELCA, Quindío, Tolima, y el grupo de Chocó, Cauca y Nariño. Como se indicó anteriormente, sólo el primer grupo resultó exitoso, en gran medida porque se organizó un paquete lo suficientemente atractivo para interesar a los bancos de inversión además de ser prioritario para el GN. En los demás grupos no se logró interesar a Bancos de inversión por lo pequeños y atomizados de los paquetes. En 1998 se reconoció que era necesario buscar una estrategia integrada para la venta pero la contratación del consultor sólo se hizo a comienzos de 1999. Sin embargo, la programación del primer paquete de cuatro electrificadoras que se ofrecían individualmente tuvo que ser postergada hasta después de las elecciones parlamentarias de 2002 por falta de interés y dificultades reguladoras.

Buscando concretar el proceso de capitalización de las EDCGN, el gobierno adelanta programas para sacarlas de la iliquidez pagándoles los subsidios retrasados y haciéndoles cruces de cuentas por pagos de energía con generadores que a su vez le adeudan a la Nación, se adelantan reestructuraciones organizativas, programas de reducción de pérdidas, y sobre todo participación gubernamental coordinada en las juntas directivas. El Banco de Inversión inicio el proceso ofreciendo en julio de 2001 cuatro empresas que pueden ser atractivas y reservando las cuatro mejores para una ronda futura. Se busca la capitalización individual de cada empresa, entregando el control y la mayoría accionaria a inversionistas estratégicos, al parecer con alguna intención de involucrar especialmente a inversionistas, consultores u operadores colombianos. Se están resolviendo procesos relacionados con los dos PPAs más problemáticos, y se ha definido que la empresa con el mercado más débil será subsidiada, reestructurada y contratado el operador.

Además, se han identificado problemas reguladores en las fórmulas tarifarias para cobro a los usuarios regulado. Algunos de estos problemas conciernen a todas las distribuidoras y afectan también la comercialización, y plantean una revisión general de las fórmulas tarifarias. En juego está también el reconocimiento de diferencias estructurales en los mercados y la dificultad de atribuir estas diferencias como causa del pobre desempeño de las electrificadoras. Al fijar parámetros diferentes para cada tipo de empresa el regulador corre el riesgo de ser muy indulgente con las empresas actualmente en manos públicas y al fijar parámetros únicos el riesgo contrario de ser muy indulgente con las empresas ya privatizadas. Para que la estrategia funcione es necesario adelantar la vigencia de la revisión de los cargos por distribución como se indica en el próximo capítulo.

En el frente de la distribución, la mayor amenaza sería un eventual fracaso del arreglo logrado hasta ahora con la privatización de las empresas de la Costa Caribe. Estas fueron

---

[43] Caballero, Rafael, Balance de la Reforma del Sector Eléctrico: las privatizaciones y el marco regulador. El caso Colombiano, informe de consultoría para la Unidad de Infraestructura y Energía del Departamento Nacional de Planeación, Octubre de 1999

compradas en su mayoría en 1998 por Electricidad de Caracas y Houston Industries (ahora Reliant) quienes a su vez vendieron su parte en 1999 a pérdida al grupo Fenosa. Todas las distribuidoras comerciales se quejan del impacto de la crisis y de la regulación de tarifas para el negocio, pero las de la Costa llegaron a tener en un momento cartera morosa total de 350 mil millones, de la cual 58 mil millones eran de procedencia oficial, y que se les llegaron a deber hasta 50 mil millones de subsidios. Unión Fenosa compra 100 mil millones mensuales a las generadoras pero el recaudo efectivo por tarifas ha llegado a estar apenas en la mitad. Por deudas al MEM, han llegado a ser amenazadas con cortes de suministro. Sin embargo, recientemente se ha observado una mejora en su situación al renegociar su deuda con los generadores, recibir los subsidios, y al lograr acuerdos con las autoridades reguladoras y locales para instalar contadores comunales en zonas pobres y así recuperar pérdidas.

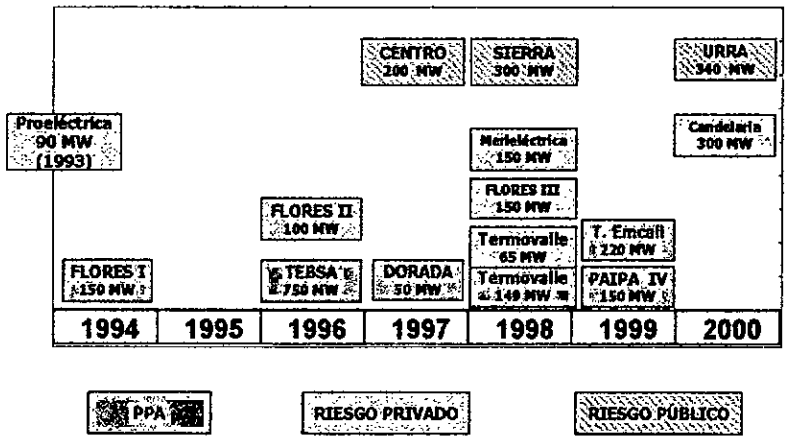
Desde 1998 el GN concentró sus esfuerzos en la privatización de ISA e ISAGEN, necesarios al menos por razones fiscales (compromiso con el FMI), pero controvertidos como privatizaciones. En el primer caso, por el rol en la transmisión de larga distancia en las condiciones actuales de orden público, la vinculación de capital privado se ha logrado hasta ahora mediante la venta parcial de acciones al público, procurando además una democratización de la propiedad y fortaleciendo del mercado de capitales. La privatización de ISAGEN es mucho más congruente y necesaria para el modelo de reforma hasta ahora estipulado. Pero ha tropezado con la oposición decidida de EPM, la Empresa de servicios públicos de Medellín. Ello le daría el control de la cadena y sistema de generación hidroeléctrica del occidente, y con ello un posible poder de mercado, y por esta razón ha sido restringida por la CREG. EPM ha interpuesto recursos legales, cuyo trámite ha estancado el proceso de venta. Aspira además a una gran compensación, US$600 millones, de la Nación por las externalidades resultantes del manejo de su embalse del Peñol en las plantas de ISAGEN aguas abajo. Estos comportamientos obedecerían a insatisfacción y contratendencia al modelo de separación de los segmentos competitivos de generación, y a propender a la posibilidad de integración vertical de las grandes empresas frente a una competencia internacional que de hecho ya opera así (e.g. CODENSA y EMGESA son controladas a su vez por ENDESA, EPSA y las electrificadoras de la Costa por Unión Fenosa). Pero con la ventaja y la particularidad de las garantías, aún implícitas o por defecto, que pueden tener las empresas públicas.

En una sección anterior se mostró como casi todas las empresas no privatizadas (las electrificadoras del interior, Pereira y EMCALI) no son viables. Amenazan la viabilidad del sistema y la reforma: tanto por sus efectos financieros y fiscales, como porque en ellas se asientan el clientelismo y el populismo políticos que encabezan las contrarreformas en los gobiernos locales y en el Congreso. La reversión puede ser facilitada también por los fracasos de las privatizaciones, como podría ocurrir en la Costa Atlántica. Todo esto revela también poco apetito inversionista y demasiados riesgos institucionales (riesgo nación, regulador, de potencial inversión pública privilegiada). La distribución debería ser un área atractiva, por menores riesgos y altas posibilidades operativas, pero ha padecido de un mayor retraso regulador y mayor injerencia política.

6. La inversión privada en generación nueva

La gráfica 5 ilustra las diversas modalidades de participación de los proyectos de generación construidos durante la década pasada. A fines de 1998, cuando el mercado aún era boyante, se contemplaban proyectos de inversión privados por más de 1500 MW.[43]En ella aparecen modalidades de PPAs, inversiones a riesgo por parte del sector privado y de empresas estatales e inversiones estatales con garantía soberana. Después de la primera tanda de contratos PPA se esperaba que los inversionistas estuvieran dispuestos a tomar sus decisiones con base en las garantías que les ofrecía el nuevo marco regulador y el mercado mayorista[44]. Si bien es cierto que muchos aceptaron este reto, en particular tras las expectativas de precios altos provocadas por el evento ENSO 1997-1998, en el intermedio se presentaron una serie de contratos bajo la modalidad de PPAs contratados por empresas públicas mal manejadas, ya sea por falta de capacidad administrativa o por motivos menos transparentes. Igualmente empresas propiedad del GN como ISAGEN y municipales como EPM efectuaron inversiones para competir en el mercado con los inversionistas privados.

Figura 5
Cronograma de entrada de proyectos de generación 1995-2000



Fuente: ACOLGEN

[43] Opón, TermoBiblis, BP, TermoCafé, TermoSantander
[44] El Documento CONPES 2763 de 1995 establecía ... " En lo sucesivo el sector privado deberá asumir cada vez mayores riesgos de mercado en la inversión de proyectos..."

Los contratos de suministro de energía con proveedores privados a través de la modalidad PPA suelen ser empleados en ausencia de mercados eléctricos competitivos y cuando las instituciones políticas no garantizan el cumplimiento de las reglas para las empresas, pero sí el cumplimiento de los contratos. En estas condiciones las nuevas inversiones en generación para proveer firmeza, tras el apagón, antes de la constitución del mercado mayorista, se hicieron con PPAs, principalmente TEBSA (750 MW) y Las Flores I (150MW), pero vinieron a operar ya superado el racionamiento y estando en operación el mercado integrado estableciendo el precedente de la garantía indirecta de la Nación, a través de la FEN.

Los PPAs de TEBSA y Flores I, firmados a inicios antes de la aprobación de las leyes 142 y 143, concentraron los pagos por capacidad en los primeros diez años, lo que imponía una carga financiera muy fuerte a la empresa estatal firmante de los contratos, en particular cuando los precios del mercado cayeron fuertemente como respuesta a una menor demanda. Sin embargo, si bien las garantías contribuyeron a la selección adversa de los proveedores, las críticas que se han hecho ha dichos contratos, comparándolos con los costos actuales de un mercado deprimido, no son correctas, más si se tiene en cuenta que los pagos por capacidad del PPA de TEBSA caerán substancialmente a partir del próximo año.

La segunda ronda de PPAs contratados por las distribuidoras EBSA, CHEC, EMCALI y ELECTRANTA, como Paipa IV (150 MW), Dorada (50 MW), TermoEmcali (220 MW) y TermoRío (130 MW) se efectuaron cuando ya se encontraba el marco legal aprobado, en condiciones muy desventajosas dados los precios existentes en el mercado, y siguiendo procedimientos irregulares en el caso de TermoRío. Si bien en general estos contratos demuestran una falta de gestión empresarial por parte de las distribuidoras, también hay casos (EBSA) de utilización de los mismos para favorecer la utilización de recursos locales como el carbón, y de corrupción como TermoRío. De esta manera, los precios de energía en los PPAs parecen haber sido altos y onerosos para los usuarios. Así mismo, muy perjudicial puede haber sido mantener el esquema de garantías de la Nación, combinado con el control político local de las electrificadoras. El caso es que estos contratos, y otros del tipo BOOT, contribuyen significativamente a la crisis financiera de algunas electrificadoras todavía sin control suficiente por la Nación.

Por supuesto que el proceso de privatizaciones no está terminado, dentro de las determinaciones en poder de la Nación, quedan aún las 13 electrificadoras del interior y las EEP en proceso de vinculación del capital privado ante la inminencia de la intervención, ISAGEN y CORELCA, pese al atractivo y necesidad fiscal de las mismas.

Capítulo 4

LA REFORMA EN LA PRÁCTICA: LAS INSTITUCIONES Y LAS POLÍTICAS

1. Introducción

Las limitaciones técnicas e institucionales, las condiciones iniciales y las compensaciones y concesiones hechas durante el proceso de aprobación de la reforma, han complicado su implementación y han hecho que surjan intereses de grupos que se han beneficiado con el periodo de transición con fuertes incentivos para perpetuarlos. En este contexto, una reforma que busque alcanzar los objetivos originales en la prestación del servicio requiere que sus elementos, el conjunto de instituciones y acciones, sean compatibles con el acerbo institucional del país, y que se busque expandir el número y la influencia de los interesados en la reforma para hacerla menos vulnerable a choques externos.

Este capítulo analiza la compatibilidad institucional del marco regulador, la credibilidad y el desempeño de las instituciones reguladoras, de política y del mercado mayorista, y los problemas de la regulación de los segmentos monopólicos. Describe la manera cómo los choques externos, la crisis económica y fiscal de los años noventa, el aumento de los ataques de la guerrilla y la estrategia de los actores, han contribuido al surgimiento de las amenazas ya descritas y al debilitamiento de la voluntad y política para consolidar la reforma. Finalmente, estudia la reorganización de los actores e intereses que ha resultado de todo ello, para identificar la manifestación política de las amenazas y para explorar las bases para sustentar un apoyo decisivo para dicha consolidación, materia de las recomendaciones del capítulo siguiente.

2. El Estado como empresario y regulador

La propiedad y administración estatal de porciones significativas de las actividades del sector en competencia con el sector privado plantean un conflicto con su papel como trazador de políticas y como regulador que no es fácil de resolver dentro de las restricciones constitucionales y legales. Además, como se ilustró el caso de EMCALI el problema se complica por la existencia de empresas públicas locales, supuestamente autónomas, pero que cuentan con garantías implícitas de la Nación, la cual no tiene capacidad para equilibrar las finanzas de estas empresas ni controlar su endeudamiento, lo que resulta en salvamentos financieros a las entidades y empresas territoriales, con lo que a su vez estas empresas derrochan recursos financieros a costa del fisco central, o sea que hay un problema de riesgo moral.

Existe el riesgo de que la política sectorial y la regulación puedan favorecer las empresas públicas nacionales, o arbitrar el valor de las mismas cuando se vayan a privatizar. El riesgo es inmediato e inescapable cuando el Ministro o sus representantes presiden o hacen parte de las juntas de las empresas, como sucede con las de ISA, ISAGEN y las electrificadoras nacionalizadas, y sobre todo, preside la propia comisión de regulación, CREG. La planeación del sector, a cargo del Ministerio, obedece al mandato de que el Estado acometa las inversiones que

no efectúen los privados (Ley 143), particular pero no exclusivamente en transmisión. Esto debilita los incentivos privados para invertir en generación y establece unos incentivos incorrectos para la inversión pública en transmisión. No existen los mecanismos ni los controles para asegurar la neutralidad en las políticas ni siquiera en la regulación, si esta pertenece a la línea administrativa del Ejecutivo, como ocurre acá.

El riesgo principal en el caso de las empresas públicas municipales está en que puedan tener garantías últimas nacionales, bien sean para su financiación, o para contratos u obligaciones como las pensionales, de lo cual no disfrutan las empresas privadas. Por otra parte, en materia de supervisión, están sujetas a la intervención de otras agencias adicionales a la Superintendencia de Servicios, como ocurre con la Contraloría y la Procuraduría, bajo reglas adicionales y no siempre congruentes con las que rigen al sector privado. Tampoco están completamente ausentes las oportunidades, y faltan controles al respecto, para que los políticos que tienen control o influencia en ellas puedan ejercer influencia sobre las autoridades nacionales.

El riesgo de desequilibrio del campo competitivo entre empresas públicas y privadas no sólo se debe a la participación favorecida de aquellas en los mercados, sino también al propio hecho de la subordinación de la regulación a la línea administrativa del ejecutivo, ya que ello hace posible que se puedan imponer políticas expropiativas. Este riesgo, tradicionalmente reconocido en la literatura (y que también puede operar en sentido contrario en contra de los consumidores), se agrava en la medida de la carencia de autonomía de regulación, caso que puede argumentarse en Colombia y que será discutido al examinar el funcionamiento de los entes reguladores.

Al responder a una reciente demanda de inconstitucionalidad de las leyes que configuraban las comisiones reguladoras (porque supuestamente el Congreso había incursionado en los poderes reguladores que la Constitución otorga al Presidente), la Corte Constitucional, al rechazar la demanda, fijó la doctrina de que dichas comisiones pertenecen y se sujetan precisamente a la línea administrativa, y están para precisar el detalle de las políticas trazadas por el Gobierno, pese a que ciertas disposiciones sobre autonomía gerencial y financiera y sobre nombramiento de los miembros no gubernamentales (los expertos de dedicación exclusiva), pudiera dar alguna impresión de independencia[46].

La regulación comprende tanto la reglamentación como la supervisión, que a su vez realiza labores de inspección, vigilancia y control. Las tareas de reglamentación se refieren principalmente a actividades y funciones, y por eso se dice que son *objetivas*, mientras las de la supervisión tratan de sujetos; empresas e individuos, y por eso se clasifican principalmente como *subjetivas*. Los organismos que realizan estas tareas suelen realizar ambas labores, pero es usual que las Comisiones de regulación sean ante todo reglamentarias, y en términos generales y no de casos; y que las Superintendencias se especialicen en inspección vigilancia y control de sujetos. Pero para ello, también suelen expedir reglamentos procedimentales. Las comisiones reguladoras también suelen tratar casos individuales, por ejemplo fijando el valor de los parámetros reconocidos para empresas, para la aplicación de fórmulas reguladoras expedidas para todas las empresas. El ámbito de las reglamentaciones de las Comisiones Reguladoras suele ser restringido

[46] En un concepto para el Ministro de Minas y Energía, un exmagistrado de la Corte, propuso que se expidiera un decreto ordinario que alterara los procedimientos de votación, para dar poder de veto al Ministro, y opinó que el gobierno podría expedir decretos que precisaran la orientación que debe seguir la CREG en sus reglamentaciones. Comunicaciones del abogado consultor Vladimiro Naranjo, a los Ministros de Energía, 9 de marzo y 7 de mayo de 2001.

a las necesarias para construir y controlar los mercados y las empresas, mientras las entidades de Supervisión deben hacer cumplir no solo estas reglas, sino las demás de orden estatutario de las empresas, las reglas societarias, las de protección de los consumidores y el ambiente, y la legislación en general, que comprende aspectos tan delicados como los laborales y tributarios.

La práctica usual en Colombia de regulación de empresas por parte del estado, en los campos que se ha determinado de *interés público* y que por ello requieren dicha intervención permanente, como el financiero, había sido basada en los organismos supervisores, como la Superintendencia Bancaria, que tenían fuerte influencia en la expedición de reglas y decretos aunque estos fueran de competencia del ejecutivo. El modelo formal de dicha Superintendencia ha sido muy influyente en los diseños de las superintendencias de la nueva época, como las de los Servicios Públicos y Salud, y de hecho, algunos funcionarios de la Bancaria organizaron las demás. La Superintendencia Bancaria también ejercía funciones por delegación de poderes del presidente, pero bajo tutela y en colaboración con el Ministerio de Hacienda y el Banco de la República, lo que le proporcionó funcionarios de calidad, bastante racionalidad técnica, y alejamiento del clientelismo político.

Por esta razón, no se había presentado en Colombia hasta el momento de las reformas de los noventa tanta necesidad de separar estrictamente la supervisión de la reglamentación. Esta separación se justifica en que el que hace cumplir las reglas no debe ser el que las promulga, y evitar así fenómenos de captura reguladora y conflictos de interés. La conveniencia de esta separación se aumenta en la medida que la reglamentación sea intervencionista y poco amigable o apoyada en el mercado.[47] La nueva legislación ya obedece en general al criterio de separación de estas funciones, pero mantiene la subordinación de la reglamentación a la línea Ejecutiva, del Presidente y los Ministros, mientras la de la Supervisión obedece todavía directamente a la delegación de poderes de Presidente en las Superintendencias. Estas suelen ejercer funciones multisectoriales y en relación con sujetos.

Sin embargo, en la práctica no ha sido posible la completa y efectiva separación que demanda el nuevo modelo. El principal obstáculo ha sido el que no se ha asegurado la calidad de la supervisión, lo cual ha ocurrido no sólo en los servicios públicos sino también en los sociales, a diferencia de lo los servicios financieros, y pese a que en este último caso todavía permanece una mayor tutela ministerial. La reglamentación ha optado por excesivo intervencionismo y micro manejo, que exigiría una capacidad supervisora mucho mayor. Las Superintendencias de Servicios Públicos y Sociales han sido más influidas por el clientelismo político, y no han reclutado el mejor personal. No cuentan con la información necesaria, y ello dificulta además la tarea de reglamentación. La separación de funciones entre reglamentación y supervisión se ve así limitada por la asimetría entre los organismos correspondientes, la dispersión de funciones de la supervisión, y el que esta última no haya podido aislarse del clientelismo político.

3. La Comisión de regulación de energía y gas, CREG

La institución clave en la puesta en marcha de la reforma es la Comisión de Regulación de Energía y Gas, establecida en 1995 y cuyos principales rasgos se indican en el recuadro. La

[47] Se puede anotar que esta separación entre reglamentación y supervisión no ha sido tan acentuada en un caso como el inglés, del cual han provenido algunas ideas fundamentales.

CREG enfrenta dificultades para mantener el nivel de su equipo de expertos, ya que los salarios no son competitivos con los del sector privado, y el régimen de inhabilidades también restringe el reclutamiento. El tiempo óptimo de permanencia en la Comisión, desde el punto de vista del valor presente de los ingresos podría apenas llegar a un par de años, y por lo tanto los que no están haciendo carrera pública suelen rotar con mayor frecuencia que los términos de los nombramientos. Ello propicia la volatilidad reguladora, ya que los nuevos desean dejar su impronta y puede haber inconsistencias por inexperiencia. Los reguladores se nombran con el visto bueno del ministro del ramo, y por lo tanto pueden depender del mismo. La frecuencia de rotaciones aludida en el párrafo anterior se combina con el visto bueno para exacerbar la discrecionalidad ministerial.

La Comisión de regulación de energía y gas

De acuerdo con las leyes 142 y 143 de 1994, en relación con los sectores eléctrico y gas combustible, la CREG realiza las funciones de regulación para: crear las condiciones que garanticen una oferta energética, liberar el mercado, definir las metodologías para los cálculos tarifarios a usuarios regulados, así como también expedir regulaciones particulares para la autogeneración y cogeneración de electricidad, establecer los criterios para la fijación de compromisos de ventas garantizadas de energía, fijar el reglamento de operación para realizar el planeamiento y la coordinación de la operación del sistema interconectado nacional, y para regular el funcionamiento del mercado mayorista de energía y de gas.

Esta labor se realiza en concurso con las empresas del sector, y del Ministerio, la Superintendencia de Servicios Públicos domiciliarios, la Unidad de Planeación Minero Energética del Ministerio, el Departamento Nacional de Planeación, el Centro Nacional de Despacho, y el Consejo de Operación. Su naturaleza jurídica es la de una unidad administrativa especial con independencia administrativa, técnica y está adscrita al Ministerio de Minas y Energía. Se financia con contribuciones de las empresas reguladas, hasta del 1% de sus gastos de funcionamiento. Está conformada por: El Ministro de Minas y Energía, quien la preside, el Ministro de Hacienda y Crédito Público, el Director de Planeación Nacional y cinco expertos energéticos de destinación exclusiva, designados por el Presidente por períodos de cuatro años, los cuales tienen la calidad de empleados públicos, pueden ser reelegidos y no están sujetos al régimen de la carrera administrativa[1]. Se requiere recomendación del Ministro. El gobierno sólo puede cambiar los cargos vacantes por renuncia o terminación del período.

La CREG tiene un Director Ejecutivo nombrado entre los expertos. Es convocada por el Presidente o por el Director Ejecutivo. Puede sesionar con asistencia de seis miembros, y las decisiones se toman por mayoría de los asistentes, requiriéndose sin embargo el voto favorable de un Ministro o del Director del DNP (o sus delegados). Las decisiones se adoptan mediante resoluciones.

Los interesados pueden objetar las resoluciones mediante recurso a la Comisión y luego al Consejo de Estado, con base en objeciones a la manera como se sujetan a la Ley o la Constitución. La Contraloría ejerce un control fiscal, y la Procuraduría un control disciplinario.

Las deficiencias en la separación de poderes dentro del marco regulador colombiano han ocasionado disputas que desgastan a la CREG. Al no tener capacidad técnica la SSPPD, la CREG puede haber llenado los vacíos que dejó la primeras, pero generando nuevos conflictos. La discusión con el MME en torno a la liberación de los precios del gas desató una polémica pública que terminó con la renuncia de la mayoría de expertos.. En todos estos casos puede sostenerse la racionalidad y conveniencia de posiciones de la CREG, pero los enfrentamientos, surgidos en gran parte de indefiniciones y contradicciones del marco regulador, han debilitado la institución.

Algunos académicos y expertos en reformas[48] han señalado condiciones que consideran necesarias para garantizar la independencia del regulador. El regulador en ningún momento debe recibir instrucciones de la agencia que formula las políticas y todas las evidencias y comunicaciones hacia el regulador deben ser públicas. Se debe demostrar que la decisión se tomó únicamente con base en la información pública. Por otra parte, la independencia también se fortalece al nombrar a los reguladores por un periodo de tiempo fijo y al financiar los gastos de la agencia mediante cargos al servicio, de tal manera que no dependan de las decisiones presupuestales del gobierno. La composición de la Comisión, la votación mayoritaria y la asimetría de información entre los expertos y los ministros pueden haber propiciado cierto grado de autonomía de la CREG, ya que algunos antiguos expertos han manifestado que sí ha existido. Sin embargo, el Gobierno en general tiene la capacidad de bloquear a los expertos si no existe suficiente consenso entre ellos, y sobretodo por la exigencia de un voto favorable gubernamental para que se apruebe cualquier medida. Aún más, en concepto citado del exmagistrado de la Corte Constitucional, se podrían cambiar por decreto las reglas de votación para dar un voto prioritario al Ministro, porque la CREG debe ajustarse a las políticas gubernamentales y no puede ser autónoma. El conflicto latente por estos temas no se ha resuelto hasta ahora por la vía de los vetos ni del voto prioritario, pero sí persisten las bases para éstos, y sobre todo, por la vía de los nombramientos de los expertos.

De cualquier manera, la independencia del regulador no es un fin en sí mismo, se la busca como medio para garantizar a los inversionistas que el gobierno no obrará de forma oportunista y los intereses de largo plazo del consumidor serán respetados. Lo realmente importante es generar confianza en la capacidad del regulador para resolver situaciones y tomar decisiones basadas exclusivamente en los hechos, lo que implica cierta inmunidad a las presiones del gobierno, tener libertad para contratar a los mejores reguladores y el personal idóneo, establecer procedimientos claros para la toma de decisiones y ser capaz de adaptarse a los cambios y ajustes que requiere un mercado aún en formación, adquirir compromisos creíbles y otros cambios relacionados con el estilo regulador. En la medida en que estas condiciones se puedan obtener dentro de las restricciones constitucionales sería posible minimizar el riesgo de uso oportunista de la regulación por parte del gobierno para expropiar al inversionista privado.

Los conflictos surgen también del estilo regulador y se magnifican por sus consecuencias políticas. La polémica del Cargo por Capacidad (CPC), por sus consecuencias sobre los ingresos relativos de los generadores hidráulicos y térmicos ha sido particularmente caldeada, pero además ha provocado alineamientos de partidarios y congresistas que amenazan intervenir en asuntos de competencia exclusiva de los reguladores. En realidad, este tipo de instrumentos nunca puede dejar satisfechos a todos, ni emplean información de mercado para que pudiera llegarse a una solución comercial. El conflicto en torno al gas natural es parecido, pero en torno a la coordinación entre políticas y regulación, y sobre el momento oportuno para las medidas de liberación.

El estilo de la regulación eléctrica ha preservado bastantes de las estructuras y hábitos antiguos. La reglamentación suele ser muy detallada, y no siempre toma en cuenta la capacidad de inspección y vigilancia para hacerla cumplir. Se han preferido las reglas de control directo (e.g mínimos operativos), que mejoran el campo de negociación de los expertos con respecto al Ministro y los demás integrantes de la CREG que no son expertos energéticos. Al mismo tiempo,

---

[48] Warren Smith, 1997. Utility Regulators – The Independence Debate, Number 127, Public Policy for the Private Sector, Private Sector Infrastructure Network, The World Bank. October 1997.

dichas reglas afectan directamente el valor de los activos de las empresas, y su ejecución no aporta información valiosa sobre la demanda y la disposición a pagar. Las resoluciones de este tipo son frecuentes y afectan diferencialmente a las diferentes coaliciones de agentes, como suele ocurrir con los arbitrajes reguladores entre generadores térmicos e hidráulicos. ACOLGEN ha listado cerca de 15 resoluciones relativas a los cargos por capacidad, que tienen dichos efectos, y a menudo son correcciones o manejo fino requeridos por consecuencias imprevistas de alguna resolución inicial. Los agentes del mercado se quejan también de la escasez de las consultas y de la falta de transparencia.[49]

Aunque ha habido un proceso acumulativo de reglamentación para establecer bases que antes no existían, hay severas limitaciones para responder a las inadecuaciones del modelo, condiciones y eventos del país. Un caso ejemplar ha sido la respuesta a la segmentación de mercados y volatilidad de precios provocada por los ataques guerrilleros a la infraestructura de transmisión y generación. De acuerdo con la CREG, los ataques terroristas de la guerrilla segmentaron el mercado por un tiempo indeterminado. En particular, la Costa Caribe se ha aislado del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y opera como un mercado independiente, con exceso de capacidad instalada pero con pocos generadores. Sin embargo, se presenta competencia entre los generadores para ser despachados y sólo tres plantas deben ser siempre despachadas por restricciones locales.

Como las reglas del *pool* nunca previeron la posibilidad que el mercado podría estar segmentado por un largo periodo de tiempo, consideraron un precio único para la venta de energía, que se obtiene de un despacho ideal sin restricciones. A la hora de hacer el despacho real de energía, se tienen en cuenta las restricciones del sistema, remunerando las plantas con generación fuera de mérito (la diferencia entre su oferta y el precio de despacho ideal) y compensando las plantas con energía atrapada (la diferencia entre el precio de despacho ideal y su precio de oferta). Estos cargos se conocen como los costos de las restricciones, los cuales en un principio eran compartidos en partes iguales entre generadores y comercializadores, pero que a partir de octubre de 2000 se cargan por completo al comercializador, y por ende al usuario final. Como los ataques terroristas fragmentaron la red durante el primer trimestre de 2001, las ofertas de las generadoras fuera de mérito se incrementaron sustancialmente y las ofertas de las generadoras con energía atrapada se hicieron cercanas a cero, manipulando y ejerciendo claramente poder de mercado.

Para contrarrestar esta situación, la CREG expidió la resolución 026 de 2001, la cual estableció que la información sobre la capacidad de los embalses y el estado de la red se declaraba secreta, y se cambió el sistema de ofertas de los generadores de ofertas horarias a ofertas diarias. Los generadores protestaron fuertemente. Luego, la resolución 034 de 2001 impuso un piso a las ofertas de las plantas con energía atrapada y un techo a las plantas generadoras fuera de mérito. Los generadores argumentaron que estos límites no alcanzaban a cubrir sus costos variables. Más aún, algunos de ellos consideraron que la resolución 034 cambiaba las reglas del juego, ya que en su concepto las quejas de poder de mercado sólo pueden ser atendidas por la SSPD y no por la CREG. Así mismo, una planta que siempre debe ser

[49] Una explicación parcial por la preferencia por el control directo puede estar en el temor de los reguladores a la volatilidad, así como la extrema aversión al racionamiento, dado que estarían demasiado expuestos a demandas, tutelas, y las presiones mismas del Ejecutivo.

despachada, debe recibir un retorno sobre inversiones, además de remunerar sus costos variables.[50]

ACOLGEN argumenta que los generadores no han ejercido nunca poder de mercado y que su comportamiento se explica por las restricciones que impone el cumplimiento de la Resolución 063 de 2000, que los obligaba a mantener sus ofertas válidas por una semana en caso que las líneas estuvieran fuera de servicio, aunque esta afirmación no parece muy convincente. En una situación de oferta restringida los generadores podrían tener suficientes incentivos para aprovechar su posición y compensar el impacto sobre su flujo de caja introducido por los cambios de metodología en el CPC, por los bajos precios del mercado y la caída en la demanda de energía. En general parece existir cierto consenso en que los procedimientos de la CREG no han sido lo suficientemente transparentes y los generadores no tienen muchas pistas sobre la dirección de los cambios. La CREG pudiera consultar más al Consejo Nacional de Operaciones (CNO), y hacer más explícitos los objetivos de las resoluciones. Las resoluciones 034 y 092 se definieron como medidas temporales, pero no se han hecho explícitas las circunstancias de su terminación. Sin embargo, los generadores han respondido con demandas judiciales y en algunos casos con presiones de los gobiernos de sus países antes de estar agotados los canales de apelación.

La concentración de las medidas reguladoras en la generación y la transmisión son un reflejo de la secuencia de las privatizaciones, pero ello quizá fue también debido a la novedad y atractivo intelectual que representaba el establecimiento de un mercado competitivo en generación. La crisis financiera de la distribución ha puesto en evidencia el costo de haber desatendido la regulación en este rubro. Otro rezago y frente de descoordinación ha sido la política relativa al gas, en la cual la regulación ha debido enfrentar el poder político y la independencia de Ecopetrol.

4. Superintendencia de servicios públicos domiciliarios (SSPD)

La SSPD ha sido la más controvertida de las instituciones reguladoras. Se destaca por la mayor distancia entre las funciones que le han sido asignadas y la capacidad para realizarlas. Las eventuales fallas y fracasos en la supervisión están entre las mayores amenazas en el corto plazo, porque inciden en asegurar la continuidad del servicio, en el aprestamiento de las electrificadoras de la nación para ser capitalizadas o privatizadas, en los procesos de superación de la iliquidez o definición de insolvencia de las demás empresas, en la capacidad de vigilancia para las nuevas fórmulas tarifarias de la distribución y los precios de bolsa bajo las resoluciones de emergencia, en los medios para escuchar y atender los intereses de los prestadores y los usuarios de los servicios, en las posibilidades de captura de los reguladores por los políticos regionales, y en las reglas del juego e incentivos para los inversionistas.

---

[50] De hecho, la resolución 034 no ha reconocido todos los costos variables, ya que parte de una curva de costos para una planta a máxima capacidad, no incluye los costos fijos de transporte de combustible ni de los impuestos, y sólo contempla una fracción de los costos de arranque y parada. Asimismo, la resolución 034 ha fijado un piso para las generadoras con energía atrapada, basado en el nivel agregado de los embalses siguiendo un procedimiento consistente con el de los mínimos operativos. Un par de meses después, la CREG expidió la resolución 092 en la que reconoció los costos relativos al combustible, los impuestos, las variaciones en la tasa de cambio, pero dejó por fuera los costos de transporte de gas. Ese mismo día envió una circular a los generadores, solicitando sugerencias para cuantificar los costos de arranque y parada.

Superintendencia de servicios públicos domiciliarios

En desarrollo del mandato constitucional la Ley 142 de Servicios Públicos creó la SSPD para vigilar la competencia en el mercado y la administración de las empresas, la seguridad, y el cumplimiento de los estándares de servicio. La SSPD informa y da conceptos sobre la gestión de los prestadores, en particular a la CREG y al Ministerio. Certifica la estratificación para los subsidios. Establece los sistemas de información que deben aplicar las empresas y la que deben proporcionar al público. Resuelve recursos de apelación que interpongan subscriptores y usuarios, una vez se hayan resuelto las primeras instancias ante las empresas. Proporciona orientación y apoyo para la participación de la comunidad, especialmente a través de Comités de Desarrollo y Control Social. En materia de vigilancia y control, que se supone su principal tarea, la SSPD asegura que: las empresas cumplan con la ley 142 y las resoluciones de las Comisiones de Regulación; se cumplan los contratos con los usuarios; los subsidios se destinen a los pobres; las empresas cumplan con unos indicadores de gestión señalados por las Comisiones; investiga las irregularidades que se presenten en las empresas, y para ello solicita información, hace inspecciones y pruebas; sanciona a las empresas cuando no cumplan las normas[1]. La SSPD cuenta con una estructura de intendencias delegadas departamentales, y tiene ramas por sectores: Acueducto y alcantarillado; energía, gas ; y telecomunicaciones.

La Ley 142 buscó que la SSPD se apoyara en el *control interno* que deben ejercer las propias empresas y en unas *auditorías externas* para cumplir sus funciones de inspección, vigilancia y control de las empresas. De esta forma se evitaría la duplicación de personal especializado, independiente, calificado cubriendo todas las áreas y no solo las financieras que tradicionalmente han atendido los revisores fiscales. Sin embargo, en el caso de empresas en las que el Estado participe de alguna manera porque la Contraloría General de la Nación y la Procuraduría continúan con papeles en las áreas de recursos y seguimiento de las normas, y responsabilidades de gestión de los funcionarios respectivamente. Aunque en principio, esta duplicidad se resolvería exceptuando dichas empresas de las auditorías externas y acomodando su control interno a las normas oficiales generales, ello no resuelve todos los casos, ni son sustitutas[51], por lo que el problema de coordinación y duplicidad persiste[52]. Igualmente, la Ley 142 asignó a la CREG el establecimiento de reglas que aseguren un balance adecuado entre los distintos componentes del sistema de control de las empresas, tarea que está aún por cumplirse y que enfrenta problemas de competencia también en esta materia reglamentaria con las facultades de la Contraloría, respectos a las empresas e intereses públicos sobre su jurisdicción.

Sin embargo, en la práctica los problemas no se han presentado conflictos importantes ya que en la mayoría de los casos las auditorías externas no han funcionado y en los demás se ha seguido el régimen de Contraloría, sin que se haya adaptado suficientemente a las particularidades y demandas de los servicios públicos.[53] Las causas de estas deficiencias se encuentra en los lineamientos y criterios para los auditores externos, los requisitos de experiencia

---

[51] El control fiscal tiene que ser definitivamente responsabilidad de la Contraloría y no puede delegarlo, pero sí debería adecuarlo mejor a los servicios públicos. Pero quedan áreas no cubiertas por la Contraloría ni el control interno, y que quedan huérfanas al eximirse de las auditorías externas. Por su parte éstas deben atender no solo el interés público, sino el balance de los de los empresarios y usuarios, lo cual es ajeno del todo a la labor de la Contraloría.

[52] Recuérdese que las empresas están sujetas además a normas y jurisdicción societarias, tributarias, laborales, etc. además de lo atinente a los requisitos y actividades particulares de servicios públicos.

[53] Véase el análisis detallado y la evidencia presentados en el "Estudio de diagnóstico y revisión institucional y funcional de la SSPD" realizado por Económica Consultores, 2000. Las deficiencias de las auditorías externas comprenden superficialidad de las evaluaciones, casos de captura de los auditores por las empresas, ser sólo subproductos de la revisoría fiscal (frecuente en las empresas grandes donde ya estaba bien establecida), y sobretodo carencia de doliente ante las deficiencias de las auditorías ya que de ello no se encarga la SSPD.

que se han establecido para ellos, la falta de herramientas y/o interés por parte de la SSPD para supervisar estos agentes. Como resultado se tiene la inoperancia de algunos elementos e instancias de vigilancia y control, y asimetrías entre los agentes privados y públicos en esta materia.

La SSPD no cuenta con la información y la capacidad para fallar sobre los numerosos alegatos sobre poder dominante en el mercado de generación de acuerdo con las normas y los criterios de la CREG. Ello de por sí es demasiado difícil de controlar ex post, y al tratar de argumentarlo ex ante se entraría en conflictos de competencias con la CREG. Los conflictos iniciales con la Superintendencia de Industria y Comercio (SIC) en torno a las investigaciones sobre competencia desleal y prácticas restrictivas de la competencia se han resuelto con los ajustes introducidos por la Ley 689 de 2001 a la Ley 142, que concentra estos asuntos en la SSPD. Sin embargo, esta entidad carece de la infraestructura, personal especializado y experiencia en este campo que la SIC había logrado acumular después del esfuerzos de muchos años.

En general, los esfuerzos humanos y financieros que ha destinado la SSPD a vigilancia y control han sido insuficientes, lo que contrasta con los destinados al " Control Social", hasta el grado en que la SSPD parece haber ido más allá que lo que establece la Ley. En principio, la SSPD no es encargada de promover el control social sino de apoyar a quienes lo organizan y lo ejercen, como las entidades territoriales y los Comités (participatorios, no representativos) de Desarrollo y Control Social, o sus vocales. En materia de atención de cliente y quejas la labor de la SSPD debe ser orientadora e involucrar en ello a otras instancias de control social, y respecto a los recursos la SSPD solo los atiende en forma subsidiaria de los que se han iniciado en las empresas. Sin embargo, la SSPD ha destinado recursos considerables en funciones de este tipo que la Ley asigna a las entidades territoriales. Ha extremado el énfasis en atención a peticiones, quejas y recursos. Cabría preguntarse además si ello no ha contribuido, o puede deberse en parte, a la politización de la entidad y a la influencia en ella de los intereses regionales por sobre los nacionales.[54]

Según la Ley, la vigilancia y control sobre los prestadores debe basarse en medidas objetivas de resultados. La CREG define los criterios, indicadores y hasta modelos para la evaluación de gestión y resultados. Las herramientas básicas son los indicadores de gestión, y los planes de gestión y resultados. Las empresas presentan ante la UPME sus planes anuales de desempeño, que a su vez serían la base para la labor de las auditorías externas, y la SSPD se encarga de vigilar su cumplimiento e imponer las sanciones cuando haya lugar.[55] Además de la multiplicidad de principales, contraloría, CREG, que establecen *indicadores* no necesariamente coherentes y de deficiencias en diseño y desarrollo, lo más grave es que en últimas las empresas no están siendo vigiladas ni sancionadas con base en los mismos, ni las auditorías ni la SSPD están verificando la calidad de la información involucrada.

Por su parte, el papel del Ministerio en los *Planes* no ha estado claro, puesto que ni los usa para definir sus políticas y planes de largo plazo, ni tiene capacidad para apreciarlos, y como

---

[54] En especial, la dedicación de las intendencias delegadas departamentales a estas áreas, frente a la alternativa de mejorar las intendencias delegadas sectoriales encargadas de vigilancia y control, ilustra este error de enfoque de la SSPD.

[55] Hay alguna ambigüedad en la Ley sobre si la SSPD puede también definir indicadores. También hay diferencias entre tratamiento de empresas públicas y privadas, porque para las primeras hay medidas adicionales a las sancionatorias.

son requisito previo se acaba volviendo en parte responsable de la gestión de las empresas. La idea misma de los planes aprobados obedecía al régimen público de las empresas, pero cuando son privadas se restringe su labor y sustituyen a otros incentivos que serían más apropiados.

Recientemente, La Ley 689 del 2001 ha reformado el sistema para establecer condiciones mínimas de obligatorio cumplimiento, e indicadores que más bien señalen la necesidad de inspección y vigilancia especial por parte de la SSPD. Ello involucra una clasificación del riesgo de cada empresa que pueda llegar a requerir dicho tratamiento especial. Como la clasificación es pública, se corre el riego que ello influya a terceros (como los financiadores o aseguradores) en forma que interfiere con el manejo de las empresas y con el proceso mismo previo su toma de posesión. Una alternativa sería afinar y mejorar este proceso, así como una regulación prudencial que además procure ex ante la calidad de las empresas.

La SSPD tiene facultades de sanción muy amplias en su espectro y posibilidad de graduación, pero se observa que los procesos no son expeditos y las sanciones no suelen equipararse con los beneficios de violar las normas. Una mejor tipificación evitaría definir casi todo a posteriori. También se observa mayor benevolencia respecto a las empresas públicas, y quizá no está bien definido el procedimiento cuando las empresas están intervenidas por SSPD.

La SSPD efectúa tomas de posesión de empresas para administrarlas temporalmente, y en últimas para liquidarlas, tanto por violación del marco regulador como porque tratándose de un servicio público que debe prestarse, quien no pague debe liquidarse y ser sustituido. Las tomas se efectúan por iniciativa de la SSPD, pero deben existir conceptos previos del Ministerio y CREG, y son facultativas (no obligatorias), especialmente en lo que concierne a la decisión de liquidación. En principio, deben conducir a un contrato de administración fiduciaria, y si se deben a circunstancias imputables a la administración, debe establecerse un plazo (máximo dos años) para llegar a la liquidación si no hay garantía de restablecer las condiciones normales de operación.

Los principales problemas en materia de tomas de posesión se han identificado como:[56]

- Aunque hay un plazo máximo de 2 años para llegar a definir la liquidación (sic, no para liquidarla y todavía están sin liquidar los " cascarones" de la Costa), la facultad discrecional coloca en cabeza de la SSPD la responsabilidad de garantizar la continuidad del servicio sin recursos para ello (y hoy a expensas de los generadores); permite laxitud de los dueños para cumplir sus responsabilidades; y no incentiva a los administradores para acelerar el proceso exponiendo a la SSPD a las demandas por perjuicios.

- Las tomas de posesión para administrar no garantizan mejoras, y en el caso de retornar las empresas se incurriría en un subsidio. La administración temporal no resuelve la insolvencia pero si expone la SSPD a demandas.

- La SSPD termina por ser juez y parte, particularmente en los casos de administración.

- La figura de fiducia no ha sido operativa en la SSPD, y ésta ha designado sus funcionarios como administradores y liquidadores ante la supuesta falta de experiencia y las

[56] Ver el estudio ya citado de Económica Consultores, páginas 251 y siguientes.

dificultades legales de la contratación. Ello ha resultado perjudicial para la propia SSPD al tener que dedicar sus recursos de vigilancia y control a hacer la tarea de otros o a causas perdidas.

Las dificultades en materia de tomas de posesión son particularmente graves para la sostenibilidad de la reforma eléctrica, ya que resultan entorpeciendo las privatizaciones, prolongando el control político de las electrificadoras y exigiendo ingentes recursos públicos o pasando los costos a los generadores, y fomentando los riesgos de demandas por corrupción. Cierta celebridad de la SSPD ha provenido lamentablemente de escándalos de corrupción por los cuales están siendo procesados el anterior Superintendente y algunos asesores, así como consultores contratados para labores jurídicas, nada menos que presumiblemente por actuar para todas las partes en los pleitos. Esto es quizá sintomático de la clientelización que parece haber sufrido la SSPD y también de la falsa estructura de incentivos bajo los cuales actúan.

También puede ser instructiva la experiencia de intentos de reforma de la SSPD. Casi todos los puntos señalados en esta sección provienen de un cuidadoso estudio gubernamental realizado para corregir defectos con base en las experiencias y nuevos retos para la entidad, que se tradujo en un decreto con fuerza de Ley que expidió el Ejecutivo al amparo de unas facultades extraordinarias concedidas por el Congreso. La Corte Constitucional lo declaró inexequible por vicios de trámite, y al volver a tramitarse como Ley, cambios introducidos en Congreso, algunos sugeridos por el mismo Superintendente de entonces, desfiguraron el intento de ajuste. Por ejemplo: concentrar toda la vigilancia de prácticas competitivas en la SSPD y excluir de ello a la SIC; mantener la facultad discrecional y potestativa del Superintendente para vincular fiducias en las tomas de posesión y hasta para designar sin restricción otros tipos de agentes. Se llega hasta desconocer que la Supervisión se ejerce por delegación constitucional del Presidente al designar al Superintendente como " la primera autoridad técnica y administrativa" en el área y trasladar la potestad nominadora de los Superintendentes Delegados.

5. Ministerio de minas y energía (MME) y UPME

El Ministerio de minas y energía (MME) fija las políticas sectoriales dentro de las restricciones que le imponen las disponibilidades presupuestales y el Plan Cuatrienal de Desarrollo, que fija las inversiones públicas nacionales del período.[57]

De acuerdo con la Constitución el Gobierno, vía MME es responsable por asegurar un suministro adecuado y confiable de electricidad. Para ello, realiza planes de expansión en generación y transmisión, y obliga a las empresas a realizar planes de gestión a través de su Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). Ello requiere estimaciones de la demanda futura y planes de expansión, que son indicativos para la generación, pero en materia de transmisión obligan a ISA cuando no haya otros concursantes en las licitaciones de proyectos de transmisión, como ha sucedido. UPME también recoge y organiza datos operativos y financieros para el sector. El récord reciente de las proyecciones no ha podido ser acertado, y la función de

[57] Esto podría potencialmente ser fuente de excepcional rigidez, y por este camino se ha presentado una politización clientelista de los recursos de inversión de la Nación. Estos son ahora muy escasos. La norma de prioridad del Plan sobre el Presupuesto no se ha cumplido, y el actual Plan está en un limbo jurídico, por vicios de trámite en su aprobación por el Congreso.

planificación de la generación está en desarreglo por la crisis económica y por los atentados terroristas. La planeación de la expansión de la transmisión se enfrenta con la falta de incentivos económicos para aliviar las restricciones provocada por el actual sistema de tarifas. Ello hace depender los proyectos respectivos de garantías que una mera coordinación de proyectos no está en capacidad de ofrecer, y de esquemas de financiación que tampoco son del dominio de una unidad de planeación. Aparte de las dificultades de la planeación en el entorno actual y de los defectos reguladores que la limitan, sería discutible aún la idea misma de la planeación indicativa cuando el gobierno está obligado a asegurar el suministro. Ello reduce los incentivos de los privados ante la eventualidad de proyectos públicos con garantías para ese efecto. Se puede provocar que inviertan sólo en los menos intensivos en capital y las tecnologías más fácilmente desplazables.

El Ministerio y la UPME también sufren algunas de las dificultades de reclutamiento y mantenimiento de personal, en un sector donde hay muchas oportunidades y carreras en el sector privado. Esto es una tentación para la alta rotación y para los conflictos de intereses. Solamente esporádicamente el MME (y la UPME) han contado con un cuerpo asesor estable y capacitado que sea contraparte de la CREG y de SSPD.

6. La regulación de los segmentos no competitivos

Las tarifas efectivamente pagadas por los segmentos regulados han bajado en términos reales desde 1998 como puede apreciarse en la Figura 6.

Figura 6 Evolución de los precios al consumidor final

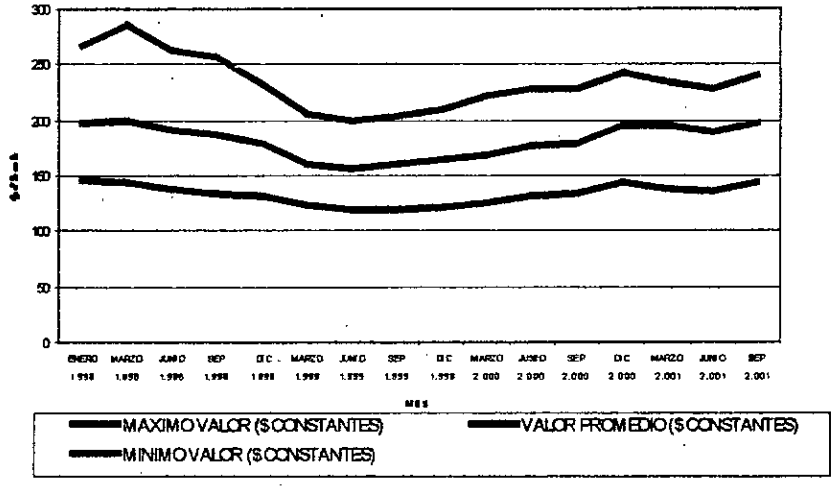
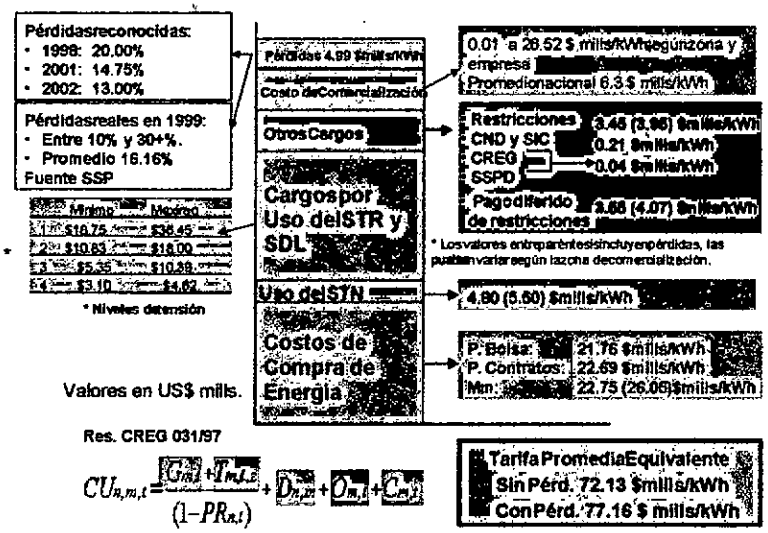


Figura 7 Mercado Regulado - Estructura tarifaria

Valores a mayo de 2001



Fuente: ISA

Explicación de la Formula Tarifaria

La fórmula permite estimar los costos unitarios *CU*, a partir de las componentes. *G*, los traspasos de los costos de generación en forma de promedios móviles de 12 meses de las compras en contratos o a la bolsa, y *T* los costos de transmisión. Estos últimos, a 220 KV y mayores niveles, se recuperan con costo de capital utilizando una base tarifaria equivalente al valor de reposición de los componentes del Sistema de Transmisión Nacional (STN) y reconociendo un porcentaje del mismo como el costo de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM).[1] El ingreso total por los cargos de transmisión se distribuye entre las empresas propietarias de la red, de acuerdo con su participación en la propiedad de la misma.

Los costos de generación y transmisión son trasladados al consumidor regulado (passthrough), aceptando un umbral de pérdidas admisibles fijado inicialmente en el 16% pero el cual decrece cada año hasta un valor mínimo de 12%. Este método constituye un incentivo muy potente para que el distribuidor disminuya las pérdidas pues se apropiaría de cualquier ganancia como producto de inversiones para disminuirlas por debajo del nivel tarifario.

Los cargos de distribución *D* (en $kWh, por niveles de tensión, y que varían según la empresa) son regulados por la CREG con un procedimiento de tope de precios con revisiones quinquenales. Los cargos vigentes (1997-2002) se determinaron como el cociente del valor medio de los activos existentes a principios del periodo (utilizando costos unitarios regulados, vidas útiles típicas de los activos, y una tasa de descuento del 9%) más costos de AOM equivalentes al 4% y los promedios históricos de los flujos netos de energía del último año, estimados para cada nivel de atención más el umbral de pérdidas reconocido o admitido. La base tarifaria está acotada superiormente al 120% del promedio nacional. Los cargos de operación *O* incluyen los costos de operación fijados como el 4% de la base tarifaria e incluye también los costos de las restricciones de transmisión en la operación de la bolsa, cuyo traslado en su totalidad a los comercializadores, y eventualmente a los consumidores, en el último año llevó a considerables alzas que motivaron la intervención del mercado. Finalmente, *C* cubre los costos de comercialización.

La Figura 7 ilustra la estructura tarifaria del consumidor regulado y en particular la forma como inciden los diferentes segmentos así como las restricciones en la tarifa final. Si bien existen importantes variaciones regionales ilustradas en la figura, el valor promedio es relativamente bajo si se mide por patrones internacionales a pesar de estar recargado con los costos de las restricciones ocasionadas por la fragmentación del mercado. Esto se debe en parte a la baja participación de la generación debido a la actual sobre oferta y en parte a una baja remuneración para la distribución.

Las empresas de transmisión no son responsables por la expansión del sistema. El plan de expansión de la transmisión ejecutado por la UPME con la participación de un comité de asesores conformado por representantes de las empresas de generación, transmisión y comercialización es de carácter normativo y los proyectos definidos en el plan se asignan por licitación.[58] A partir del 2002 los costos de transmisión serán cubiertos en su totalidad por los comercializadores en la forma un cargo único estampilla. Los generadores que se instalen a partir de esta fecha pagarán un cargo de conexión profunda, mientras que en los años 2000 y 2001 todos los generadores pagaron el 25% de los costos del sistema de acuerdo con su capacidad instalada y su ubicación. Los cambios introducidos en los cargos de transmisión no generan señales económicas para la ubicación de nuevos proyectos (tanto de generación como de consumo), eliminando los incentivos económicos para la definición de una expansión óptima de las redes de transmisión y transporte de gas; a su vez, el cargo de conexión profunda para los nuevos generadores podría constituirse en una barrera de entrada y crear rentas injustificadas para los generadores existentes.

Sin embargo, los usuarios no pagan exactamente la tarifa establecida puesto que existe un sistema de subsidios cruzados para favorecer a los usuarios pobres cuyo detalle se describe en el recuadro. Los atrasos en el pago de estos subsidios representaron un costo muy elevado para las distribuidoras que cubren mercados pobres tal como se indicó en el capítulo 1 y son una de las principales quejas de los distribuidores.

Subsidios al consumidor de bajos ingresos

La ley 142 de 1994 estableció subsidios explícitos para el consumo de subsistencia para los usuarios pobres, 50%, 40% y 15% para los estratos I, II y III. Estos subsidios se financian con una contribución del 20% sobre el valor del servicio que pagan los usuarios de altos ingresos (estratos V y VI) y los usuarios comerciales e industriales y no regulados. La ley contempla posibilidades de aportes adicionales de los Entes Territoriales y de la Nación, pero son obligatorias y hasta ahora sólo la Nación ha contribuido. La diferencia entre las contribuciones y los subsidios es transferido o pagado por **el Fondo de Solidaridad de Subsidios para la Distribución del Ingreso**, el cual está a cargo del presupuesto nacional. Antes de 1994 se subsidiaban niveles de consumo superiores al consumo de subsistencia (200 kWh al mes), y con contribuciones superiores al 20%. Una vez entradas en vigencia las leyes 142 y 143 se acordó el desmonte de estos subsidios extralegales y nivelar las tasas de contribución en un periodo de transición cuya fecha límite ha de ser el 31 de diciembre de 2001. Sin embargo, por diversas razones el Congreso ha postergado el desmonte de los subsidios. La ley es ambigua en lo que se refiere al recargo del 20% para cogeneradores y autoproductores mayores de 25 MW.

[58] ISA controla de manera directa, e indirecta por medio de su filial Transelca, el 83% de la red de transmisión nacional, y el resto es propiedad de empresas integradas.

Los distribuidores asociados en ASOCODIS se quejan de inequidades en la definición de la regulación, en particular a partir de la adopción de las normas de calidad establecidas con posterioridad a la expedición de la Res. 031/97 que fijaba las tarifas y con el impacto financiero de menores ventas por causa de la recesión. Sin embargo, la venta o capitalización privada de las distribuidoras, que requería de una definición tarifaria, adelantó el debate de la revisión para el quinquenio que se inicia en 2003. Al finalizar el año 2001, la CREG mediante la Resolución 159, estableció una opción tarifaria para las empresas comercializadoras que entre otros congela el porcentaje de pérdidas reconocidas y estableció opciones para el cumplimiento de las metas de calidad para el 2002. Durante el primer trimestre de este año la CREG avanzaba en la definición de los parámetros de la fórmula tarifaria.

El Recuadro contiene las propuestas de ASOCODIS [59]

PROPUESTAS DE ASOCODIS

1. Incremento de la cota a los cargos de distribución de 120% a 140% y su eliminación en el largo plazo
2. Incremento progresivo del WACC de 9% al 19%
3. Incremento del tope en los costos de AOM del 4% al 8%
4. Congelar las metas de los indicadores de calidad del servicio (FES'c y DES'c) a los niveles de 2001, y realizar estudios previos a futuras modificaciones
5. Regulación de los costos de energía (Gm,t) para que sean dependientes únicamente de las compras propias de cada empresa
6. Volver a los niveles iniciales de pérdidas reconocidas de energía en el rango de 16.5% a 18.0% según las características de los mercados, y realizar estudios anteriores a las decisiones de modificar estos parámetros
7. Actualización de las tarifas al variar un 3% cualquiera de los componentes del costo unitario en vez de la variación total, y la eliminación de ese 3% en el largo plazo,
8. Regulación de los costos de comercialización (Cm,t) separando los consumos medios de los usuarios no regulados y usuarios regulados, y segmentación de los mercados para regular los costos de comercialización en el largo plazo, y
9. Eliminación del promedio móvil para transferir a los usuarios los costos de las restricciones y modificar la remuneración de la generación fuera de mérito en el largo plazo.

La definición de la nueva fórmula tarifaria es un requisito fundamental para la capitalización de las EDCGN y para las municipales de Pereira y Cali, también para la viabilidad de ECO y ECA. Por esto, y por el momento en que se toma, en plena campaña electoral, las repercusiones de la misma tendrán un alcance inusitado para el futuro mismo de las reformas. FENOSA ha limitado su infusión de capital en las recientemente adquiridas electrificadoras de la Costa Atlántica alegando el incumplimiento de las promesas hechas por el GN como condición para su vinculación. Adicionalmente, las distribuidoras financieramente solventes, CODENSA, EPM y EPSA, mejorarían sus condiciones financieras en la renegociación de la formula tarifaria.

La CREG se ve en apuros para responder debido a la rigidez del marco que le impide atender los problemas individuales de cada empresa y que exige estimar un costo de capital común además de tener una base tarifaria a precios de reposición. Estos dos conceptos son claramente incompatibles. La discusión que se ha desarrollado parece un *déja vu* de los debates

[59] Presentados al Ministerio de Minas y Energía y la CREG el 14 de Julio de 2001.

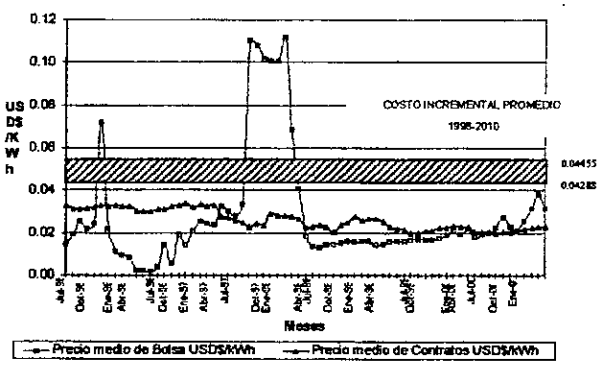
que se daban en los años setenta en los EE.UU. tal como los relata Alfred Kahn en su clásico tratado de regulación[59]. Durante los años setenta las empresas y reguladores discutían complicadas formulas para estimar la base tarifaria y la tasa de retorno en forma independiente, ignorando que en últimas lo importante es que el volumen del recaudo sea suficiente para mantener a los inversionistas en el negocio y que éste se fija de acuerdo a la correlación de fuerzas entre los consumidores y los proveedores en el momento de la revisión. El problema se acentúa por la falta de preparación de la CREG para la revisión de precios, pues si bien la fijación del tope de precios cada cinco años puede ser una ventaja sobre la regulación por tasa de retorno, al no tener que negociarla cada año, si impone una concentración de recursos durante los periodos de revisión como lo atestigua el esfuerzo que la Argentina ha dedicado a estas tareas. Desgraciadamente este no ha sido el caso en Colombia. La inseguridad jurídica tanto por la corte constitucional como por el fallo reciente de la Superintendencia de Sociedades al negar la petición de descapitalización de CODENSA crean incertidumbres adicionales.

7. El mercado mayorista de electricidad (MEM)

El diseño, puesta en marcha y operación ininterrumpida durante seis años del mercado mayorista ha sido uno de los logros más importantes de la reforma. Los precios al por mayor han permanecido en promedio por debajo de los costos incrementales promedio de largo plazo estimados por la UPME, ha logrado vincular a cerca de 50 generadores y comercializadores llegando a negociar en mayo de 2001 volúmenes en contratos bilaterales y en el mercado SPOT por cerca de 143% de la demanda nacional. En el mercado se ofrecen más de 15 diferentes tipos de contratos. En parte el éxito se ha debido a la alta calificación de los técnicos y a la experiencia de ISA en tareas similares previa la implementación de la reforma Sin embargo, la falta de solvencia de los participantes, la alta volatilidad y falta de coordinación entre las señales de corto y largo plazo, y un diseño que no consideraba la persistencia de restricciones de transmisión.

Figura 8 Evolución del mercado de energía mayorista

Precios del mercado mayorista



Cálculos de la upme hechos sobre tasas de descuento de 12% sin impuestos, y factores de utilización de las plantas superiores al 50%>.

[59] Alfred Kahn, The Economics of Regulation, Principles and Institutions, MIT Press 1988

7.1 Volatilidad, continuidad del suministro y las señales de largo plazo

La volatilidad en el mercado eléctrico colombiano es alta, aún medida por los patrones de los mercados eléctricos. Si bien en parte puede ser atribuida a restricciones en la transmisión originada en los ataques terroristas y a la falta de una respuesta del lado de la demanda, está dominada por eventos recurrentes como el ENSO, sequías recurrentes en promedio cada cinco años y seguidas por la Niña, lluvias extremas en forma igualmente aleatoria. Debido a su elevada componente hidroeléctrica la continuidad del suministro en Colombia está dominada por restricciones de energía y no de potencia, como es el caso en los sistemas térmicos. El uso de la capacidad térmica puede variar substancialmente dependiendo de las condiciones climáticas. Así, durante años secos, la capacidad térmica es generalmente despachada a precios muy elevados en el mercado mayorista. Durante las estaciones húmedas y durante la Niña, la mayoría de la demanda se satisface con las plantas hidroeléctricas y las plantas térmicas pueden permanecer ociosas durante periodos largos de tiempo durante los cuales los precios en el mercado mayorista son muy bajos. Bajos niveles de utilización de capacidad durante una varios años seguidos significan que los pagos para las plantas de reserva térmicas pueden ser muy bajos por largo tiempo lo que resulta en serios problemas de flujo de caja y, combinados con un tope en los precios del racionamiento, se constituyen en una barrera para nuevas inversiones.

La volatilidad en el despacho de las plantas térmicas a gas, originada por los problemas climáticos descritos anteriormente, crea problemas y distorsiones adicionales en la explotación y transporte del gas. Las reservas de gas deberían permitir atender la demanda de las plantas térmicas requerida para poder garantizar la continuidad del suministro en condiciones hidrológicas críticas. De igual manera debería estar diseñada la infraestructura para el transporte del gas. Pero debido a la gran participación de las térmicas, a su demanda marcadamente estacional y a la falta de un mercado secundario para el gas, ECOPETROL prefiere firmar contratos *take or pay* para el suministro y transporte, con el fin de estabilizar el uso de los gasoductos. Este tipo de contratos asignan al generador la totalidad de los riesgos hidrológicos sin ofrecerle instrumentos adecuados para manejarlos.

Este problema se agudiza por el hecho que muchas plantas en el interior del país se construyeron para utilizar el gas producido los campos de Opón, que cuando se desarrolló resultó ser seco. En consecuencia, su abastecimiento se hace con gas transportado desde la Costa Atlántica a través de gasoductos con serias restricciones de capacidad, lo que puede limitar el suministro de gas para las plantas térmicas ubicadas en el interior del país durante hidrologías críticas[61]. Aunque en una emergencia las plantas del interior podrían adaptarse para operar con derivados del petróleo, una solución efectiva a este problema sólo se tendría cuando pudieran explotarse los yacimientos de Cuisiana una vez la CREG haya encontrado una solución para sus precios.

Flexibilizar los precios ha sido muy difícil en Colombia y por el contrario la regulación busca como objetivo la estabilidad en los mismos y establece 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 en mejoras de eficiencia. La demanda de los usuarios no regulados, una cuarta parte de la demanda total, es en teoría más elástica, ya que cuentan con medidores de consumo en

[61] Aunque en algunos casos se han usado combustibles sustitutos en algunas plantas e industrias (por ejemplo refinerías), con el fin de liberar gas que pueda ser utilizado por las plantas en condiciones hidrológicas críticas.

tiempo real, pero participan en el mercado usualmente mediante contratos de largo plazo lo que les dan un relativamente menor margen de maniobra. Sin embargo, el precio promedio de los contratos es estacional, lo que puede dar una buena señal tanto a consumidores como a inversionistas. La fórmula tarifaria de los usuarios regulados incluye el promedio móvil de orden 12 de las compras de energía de los comercializadores a los generadores, lo cual impide que la señal de precios se transmita y la distorsiona permanentemente porque el retraso lleva a menores o mayores precios cuando se requiere lo contrario.

La primera y más importante de las metas de cualquier sistema de suministro de electricidad es asegurar la continuidad de dicho suministro- ¡que la luz no se vaya! Esta no es una tarea fácil, requiere el balance continuo entre la oferta y la demanda tanto en el corto como en el largo plazo. En el corto plazo, el problema consiste en mantener el equilibrio del sistema eléctrico en todo momento; de lo contrario la frecuencia se saldría de los límites permisibles- causando daños a los electrodomésticos y equipos- y, en casos extremos, llevando al colapso del sistema. En el largo plazo el problema consiste en asegurar el crecimiento balanceado entre la demanda y capacidad de oferta. Las características singulares de la industria eléctrica, la imposibilidad de almacenarla y la aleatoriedad tanto de la oferta como de la demanda hacen que el suministro a mínimo costo requiera una mezcla apropiada de plantas de base, intermedias y de punta para tener en cuenta el patrón de las fluctuaciones de corto plazo de la demanda y las salidas de servicio de plantas, y el costo de no atender la demanda todo el tiempo. Adicionalmente, los largos periodos de construcción y la larga vida de las inversiones, combinado con los riesgos asociados- incluyendo la incertidumbre reguladora- hace que la inversión en generación sea inusualmente riesgosa. El problema se complica por la necesidad de coordinar las inversiones en generación, transmisión y distribución.

Si bien el análisis anterior sería suficiente para resaltar la importancia de la seguridad del suministro, ésta tiene implicaciones mucho más profundas. Los recientes 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 reestablecerlo y de la diligencia con que lo haga depende su misma supervivencia. Existe por lo tanto una tentación de mantener un control estricto del sector, aún cuando otros argumentos, económicos y de otra índole, implican liberalización y privatización. Encontrar una solución para la continuidad del suministro es por lo tanto crucial, no sólo para la aceptación de las reformas reguladoras sino también para su misma sostenibilidad.

Sin embargo, las intervenciones reguladoras en el mercado colombiano, si bien claramente bienintencionadas, no son necesariamente bien diseñadas y pueden debilitar la capacidad misma del sistema para entregar un nivel razonable de seguridad del suministro. La solución prevista en el marco regulador colombiano está compuesta de tres elementos complementarios, los cargos por capacidad, los mínimos operativos y el código de racionamiento. Los Cargos por Capacidad (CPC) buscan reconocer (mediante un ingreso) la confiabilidad que ciertas plantas reportan al sistema durante la temporada seca. Este cargo es recaudado por los generadores en función de sus ventas de energía y se redistribuye entre ellos, de acuerdo con la Capacidad Remunerada Teórica (CRT), 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 recaudo del cargo crea un piso en las ofertas de los generadores en el mercado (Costo Equivalente de Energía, CEE), el cual debe en teoría proporcionar los recursos suficientes para remunerar las plantas e incentivar la inversión en reserva. Para garantizar la continuidad en el corto plazo el sistema de Mínimos Operativos impone restricciones en la operación de los embalses que limitan el uso de energía almacenada con el objeto de mantener un nivel de reservas críticas hasta el fin del periodo de estiaje. Los generadores hidráulicos pierden así la

discrecionalidad de actuar de acuerdo con las señales del mercado. Los M.O. varían cada año de acuerdo con el balance entre oferta y demanda y los niveles de los embalses. Cuando un embalse se encuentra por debajo de estos niveles, la planta hidráulica únicamente es despachada después de la última planta térmica. Además de esta intervención, se fija otro nivel más crítico bajo el cual la planta no puede ser despachada. En este caso entran a funcionar los racionamientos programados.

Así pues, a pesar que estos tres instrumentos fueron diseñados con el propósito último de asegurar la seguridad del suministro, no está claro que sean adecuados, o, en el caso de que lo fueran, que sean una manera eficiente de obtenerla. Si bien los CPC constituyen un claro incentivo para construir plantas nuevas, la importancia de este incentivo depende críticamente del valor monetario que se le asigne. Así, dependiendo de que éste se fije por encima o por debajo de los costos marginales de largo plazo, el resultado puede ser un exceso de remuneración dando lugar a sobreinstalación o el caso contrario dando lugar a déficit de capacidad. El método de cálculo ha sido continuamente cuestionado, más recientemente a partir de la adopción de los parámetros para el año 2001. La crítica se ha concentrado en los siguientes tres problemas fundamentales. Primero, la capacidad a ser compensada es difícil de justificar con base en un criterio administrativo, aun cuando se utilicen modelos sofisticados para estimarla. Segundo, la distribución de rentas entre generadores es altamente dependiente de los supuestos del modelo, y en particular de la hidrología adoptada. En tercer lugar, los incentivos no están claramente asociados con la seguridad, como se demostró durante los eventos del ENSO 1997-1998, cuando el método no garantizó la remuneración de las plantas que efectivamente contribuyen a aportar firmeza. Por otra parte, los cambios reguladores han afectado significativamente los ingresos de diversos tipos de generadores creando una pugna por la asignación de dichas rentas y dando lugar a continuas modificaciones de las reglas (desde 1996 se han hecho 15 cambios). El cálculo de la CRT para el 2001 propició una redistribución en la remuneración de las plantas hidroeléctricas a las plantas térmicas y los primeros, sintiéndose expropiados, han procedido a demandar a la CREG. En resumen, parece existir consenso que un sistema de cargos fijados administrativamente no produce los incentivos adecuados para garantizar un nivel adecuado de seguridad del suministro ni tampoco una combinación eficiente de tecnologías térmicas e hidroeléctricas.

El establecimiento de los mínimos operativos complica el problema aún más. Primero, no es obvio que estas regulaciones sean necesarias, esto es si los generadores hidráulicos tengan incentivos para vaciar sus embalses a niveles sub-óptimos. 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 social como privadamente. En segundo lugar, y potencialmente más importante, las expectativas de intervención de los embalses puede crear incentivos perversos. Anticipando una limitación en su generación debido a los M.O., los generadores hidráulicos pueden estar tentados a aumentar su producción para evitar dejar atrapada el agua en los embalses, lo que podría a su vez anticipar el alcance del umbral de intervención. En efecto, la aplicación discrecional de los M.O. durante ENSO de 1997-1998, impidió el despacho de numerosas plantas hidroeléctricas que se vieron obligadas a cubrir sus obligaciones comprando en un mercado spot a altos precios, debido al ejercicio de poder dominante de los generadores térmicos, para terminar el periodo seco 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 hidráulicos, los cuales se sintieron justificadamente expropiados.

Debido ha estas deficiencias la CREG contrató a la firma de consultores TERA[62] para proponer una metodología sustituta que simultáneamente eliminara la necesidad de los CPC, MO y código de racionamiento. La propuesta de los consultores se basó en la compra y venta de contratos de opciones de energía firme, complementado por un mercado de futuros. Esta propuesta ha sido fuertemente criticada por la Asociación Colombiana de Generadores (ACOLGEN) y demás agentes del sector, y la misma CREG ha postergado su implementación. En este caso, las razones que se argumentan para oponerse a la propuesta se sustentan en la complejidad de la misma que en medio de las restricciones y debilidades institucionales del país hacen muy difícil su implantación, pero en el fondo está la natural resistencia de los generadores que reciben los actuales CPC a la posibilidad de verlos disminuidos.

Los consultores contratados por ACOLGEN hicieron una propuesta más sencilla, limitada a contratos de opciones por energía firme.[63] La idea es comprometer contractualmente a los generadores para que estén disponibles cuando se necesiten por razones de escasez de energía. Los contratos consisten en una combinación de opción de compra financiera con un precio de ejercicio dado y una penalidad explícita en el caso de incumplimiento. Cuando el precio spot excede el precio de ejercicio del contrato el generador que tenga tal contrato deberá compensar a su contraparte contractual (consumidores) por la diferencia entre el precio spot y el precio de ejercicio; por tanto la opción, de hecho, fija un tope para el precio de la electricidad. Si el generador no puede entregar sus obligaciones contractuales en términos físicos deberá pagar una penalidad adicional. Para compensarlo por el costo de resarcir a los consumidores y para asegurar un nivel adecuado de seguridad del suministro, el generador recibe una prima, el precio de la opción.

Los contratos se comercian en una subasta anual. El propósito es crear un mercado de confiabilidad que determina el precio del producto confiabilidad (la prima del contrato) por medio de un mecanismo de mercado (en contraste con el mecanismo administrativo que se utiliza actualmente). El regulador definirá los parámetros básicos del contrato: el precio de ejercicio (protegiendo al consumidor de precios muy altos), la cantidad total de contratos a ser subastados (basado en la demanda esperada y el criterio de confiabilidad adoptado), la multa por no entregar (dando un incentivo para cumplir con la obligación de suministro, o el grado de firmeza de la energía); y la duración del contrato (fijando el horizonte de la señal de inversión). En la subasta, los generadores hacen ofertas por precio y cantidad, para el total de la capacidad que quieran comprometer y la prima mínima aceptable. Las ofertas ganadoras se seleccionan de manera de minimizar el costo total de la prima, con la prima más alta aceptada determinando el precio de los contratos.

La principal ventaja de esta propuesta es que reduce la necesidad de determinar administrativamente ciertos criterios de confiabilidad. En particular, tanto la capacidad ofrecida

---

[62] Tera (2000), 'A revised framework for the capacity charge, mínimos operativos and rationing rules in Colombia', Final Report – Part 6, Bogota: CREG and Ministry of Energy and Mines.

[63] Ver Vázquez et al (2001) y Tera (2001). Las dos propuestas son fundamentalmente similares pero difieren en ciertos aspectos. Tera, además de opciones de energía firme, también sugiere el establecimiento de un Mercado de forwards o futuros para cubrir el riesgo de los vendedores de la opción (generadores) y respaldar la seguridad en el corto plazo. Además, considera necesario modificar los procedimientos para introducir racionamiento y tomar otras acciones por fuera del mercado. Un evento de racionamiento solo puede ser decretado si, con base en la información pública y en base a criterios razonablemente conocibles, la confiabilidad es amenazada. El supuesto es que las reglas sugeridas impactarían el Mercado con menos frecuencia y severidad que los procedimientos existentes de racionamiento y M.O.

por los generadores individuales, como el costo de asegurar los niveles deseados de confiabilidad se descentraliza y es determinada por los participantes en el mercado. Sin embargo, varios parámetros críticos continúan siendo definidos administrativamente: el precio de ejercicio, el criterio de confiabilidad global del sistema, las multas por no cumplir y la duración del contrato. La propuesta considera un solo tipo de contrato. Esto no solamente implica cierto grado de arbitrariedad con respecto a la selección de estas importantes características del contrato, sino que deja muy poca flexibilidad a los participantes en el mercado, generadores y consumidores.

Más importante aún, no es claro porqué deben combinarse en un contrato tanto el precio como la cantidad. Es perfectamente posible, al menos en principio, desligar estos dos elementos. Por ejemplo, introduciendo dos tipos de contratos diferentes, el primero se haría por energía firme con una multa por falta de entrega, y el segundo sería un contrato puramente financiero con un precio de ejercicio y una prima por la opción. Con estos dos tipos de contratos, el mercado determinaría la prima del seguro necesaria para la seguridad del suministro y la cobertura de precio en forma separada, permitiendo una selección más flexible tanto a consumidores como a generadores.

Comparado con los CPC, los contratos de energía firme requerirían la creación de un mercado completamente nuevo, con sus respectivas instituciones y regulaciones. De particular importancia sería el establecimiento de mecanismos para asegurar que los participantes cumplan con las reglas del mercado. Si la multa por incumplir la entrega se fija muy baja, los generadores pueden estar tentados a sobrecontratar para favorecerse del pago de la prima. Más aún, en casos de desbalances entre la oferta y la demanda (con los correspondientes altos precios en el mercado spot y las dificultades para la entrega de la energía contratada) los agentes tendrían un incentivo para incumplir con sus responsabilidades contractuales (en casos extremos declarándose en quiebra). Sería necesario una cuidadosa selección de las reglas, una continua supervisión del desempeño del mercado e imponer sanciones fuertes a los agentes que no cumplan con las reglas.

Debe notarse igualmente que la propuesta deja la responsabilidad última de la seguridad del suministro al regulador (o al operador del sistema).[64] Una posible alternativa podría ser la introducción de las ofertas de restricción de demanda en el mercado de contratos, dejando así a los consumidores, o comercializadores en su nombre, la determinación de la cobertura contractual. Esto eliminaría la necesidad de fijar los criterios de confiabilidad y dejaría las decisiones sobre seguridad del suministro al mercado. También podría pensarse en un sistema mediante el cual algunos consumidores tendrían que determinar su propio nivel de confiabilidad, mientras que a otros, los consumidores regulados, se les garantiza la protección completa mediante una obligación para sus comercializadores para asegurarla (como en Guatemala).[65] Idealmente, en un mercado con competencia al por menor, cada usuario puede escoger el nivel de

---

[64] Tera (2001) supone que los consumidores (o comercializadores en su nombre) comprarían los contratos de energía firme. Sin embargo, la cobertura contractual sería sujeta a supervisión por el operador del mercado, de tal forma que, en efecto el operador del Mercado continua con la responsabilidad de determinar el mínimo nivel de seguridad de suministro. Después de un razonable periodo de transición consumidores calificados podrían tener la opción de escoger su nivel de cobertura. Tera también considera un Mercado secundario in el que las posiciones contractuales podrían revisarse.

[65] Vásquez et al (2001) no recomiendan reglas diferentes para consumidores regulados y libres, argumentando que la seguridad del suministro es un bien público y que los consumidores libres serían *free riders* en la seguridad provista para los consumidores regulados. Como se indica en el texto, es difícil argumentar que la naturaleza de bien público tenga mucho que ver con la seguridad del suministro, especialmente en el largo plazo.

protección que desee, pero esto no parece políticamente muy factible y desde luego técnicamente no factible en las actuales condiciones en Colombia

7.2. Diseño del mercado, poder de mercado y vulnerabilidad

La bolsa (que es de participación obligatoria para los agentes), opera con base en las ofertas de capacidad y precio que hacen los agentes usando la metodología del costo marginal del sistema: el precio de bolsa de cada hora corresponde a la oferta diaria de la última planta generadora – capacidad y precio – necesaria para satisfacer la demanda durante la hora respectiva. Los precios horarios de la bolsa y los precios de los contratos de largo plazo son la base para valorar los intercambios comerciales entre los agentes. Así mismo, en la bolsa se liquidan los pagos de los cargos por capacidad, el costo de servicios auxiliares y el costo de las restricciones. Los generadores reciben como pago el valor de sus contratos. La diferencia entre el despacho total de un generador y sus ventas por contratos de largo plazo, tiene que ser comprada o vendida en la bolsa al precio *spot*.

Aunque teóricamente las ofertas deben reflejar los costos y están sujetas a control de la SSPD, en la práctica los oferentes gozan de discrecionalidad y los precios pueden exceder los costos como efectivamente ha sucedido como se verá más adelante. Igualmente, si bien el despacho de las unidades generadoras es centralizado, basado en las ofertas de precio sometidas, en la práctica los generadores tienen muchas oportunidades de afectar la posibilidad de que sean despachados. Esto es particularmente válido para generadores hidráulicos en los que sus ofertas se basan en el *costo del agua*.

Los precios de la bolsa de energía se determinan en términos del despacho económico ideal, el cual no considera el actual estado de la red. Una vez se ha determinado el despacho económico ideal, se programa un despacho real que tiene en cuenta las restricciones de la red. Las diferencias entre el despacho ideal y el despacho real constituyen el costo de ***las restricciones***. Estos se asignan de modo que las plantas con generación fuera de mérito sean remuneradas con la diferencia entre su precio de oferta y el precio del despacho ideal y las plantas con energía atrapada (no puede ser despachada por restricciones de la red) sean remuneradas con la diferencia entre el precio de bolsa y su precio de oferta.[66] Los comercializadores pagan (proporcionalmente a su demanda comercial), el costo de las restricciones. Estos costos se han aumentado significativamente durante los dos últimos años, coincidiendo con la intensificación de los atentados terroristas desde mediados del año 2000, lo que llevó prácticamente a segmentar el sistema en varios subsistemas. Claramente el supuesto de que los costos de las restricciones serían poco significativos que soportaba la adopción del modelo ya no era válido. Sin embargo el sistema siguió operando bajo la ficción de un solo sistema integrado y los costos originados por las restricciones en el último año se han incrementado significativamente, con efectos adversos en las tarifas a los usuarios finales.

Los periodos prolongados de fragmentación (la red de interconexión entre la Costa Atlántica y el centro del país sólo ha operado un mes en el último año), nunca fueron previstos por los diseñadores del mercado cuando acordaron operar con un único despacho ideal y la

[66] Debido a los abusos estas restricciones subieron substancialmente lo que obligó a la CREG a establecer controles.

distribución entre todos los agentes del costo de las restricciones. Además de los problemas técnicos que implica mantener la continuidad del servicio bajo las actuales condiciones de orden público (el despacho real cada vez es más distante del despacho ideal), la fragmentación del mercado aumenta las posibilidades para que los agentes ejerzan prácticas de poder de mercado.

La alta concentración del mercado en Colombia, las cuatro empresas más grandes controlan el 65% de la capacidad instalada (los tres más grandes el 50%), junto a la existencia de restricciones de transmisión importantes las, presenta oportunidades para ejercer poder de mercado[67]. Igualmente, existe un grado elevado de integración vertical debido a las restricciones impuestas durante las negociaciones de la reforma, y a adquisiciones de empresas. Varios estudios académicos corroboran esta hipótesis, García y Arbelaez[68], Stacchetti[69] y un estudio contratado por ACOLGEN. Sin embargo, son las restricciones de la red de transmisión (en especial para la Costa Atlántica) y los atentados terroristas de la guerrilla, los que han dado mayor espacio para prácticas de poder de mercado. La generación en los mercados fragmentados se convierte en generación de seguridad y/o se disminuye substancialmente la oportunidad para la competencia. Otros generadores están ubicados en áreas donde los ataques terroristas les impiden despachar a máxima capacidad, lo que también les da espacio para presentar sus ofertas de manera de maximizar los pagos que reciben por las restricciones.

La CREG tomó varias medidas tendientes a controlar las prácticas de poder de mercado en las áreas restringidas. Estableció que los precios de oferta en las áreas restringidas no pueden ser superiores a los costos variables estimados de acuerdo con parámetros preestablecidos. Estas regulaciones han disminuido significativamente el costo de las restricciones pero como era de esperarse han despertado fuerte oposición por parte de ACOLGEN, que considera que los parámetros utilizados por la CREG no reflejan la totalidad de los costos variables, y se han creado incentivos para desmontar plantas con serias consecuencias para la confiabilidad del sistema.

Sin embargo, la intervención, cuando las condiciones que hacían la competencia posible dejan de cumplirse o prueban ser inadecuadas, es legítima dentro del espíritu general del marco regulador y han probado ser más la regla que la excepción en todos los mercados competitivos del mundo. Cualquier agente que alegue lo contrario arriesga ser acusado de no estar al tanto de los debates que se han desatado con motivo de los problemas experimentados durante los últimos años[70]. De acuerdo con Paul Joskow[71], la mayoría de economistas que han solicitado a la Comisión Reguladora Federal (FERC), ser más activa para controlar el poder de mercado de algunos agentes en California y en otras partes de los EE.UU., en ningún momento han sugerido la utilización de rígidos *price caps* y han hecho referencia a los peligros potenciales de su aplicación. Las propuestas a desarrollar en el corto plazo, hacen referencia a reducir los incentivos y capacidad de los generadores para sacar provecho de las imperfecciones del mercado

---

[67] Esto a pesar de restricciones a la concentración. La participación máxima permitida (sea directa o indirecta) está limitada al 25% de la capacidad total instalada, o por la diferencia entre la capacidad media anual disponible y el pico de demanda. La máxima participación de los comercializadores está limitada al 25% de la demanda total.

[68] Alfredo García y Luis Arbeláez, Junio de 2000. Análisis de Poder dominante en el mercado para el mercado colombiano de electricidad.

[69] Stacchetti E. Auction Design for the Colombian Electricity Market (1999) mimeo, University of Michigan (disponible en www.creg.gov.co).

[70] Littlechild, Stephen. "Electricity: Regulatory Development Around the World". The Beesley Lectures on Regulation Series XI. London, October 9, 2001

[71] Página 13. Boston Globe. 6/20/2001

al fijar los precios por encima del nivel de equilibrio. Joskow sugiere el uso de una regla condicional que especifique de manera explícita las circunstancias bajo las cuales sería levantada, en respuesta a las legítimas críticas que las medidas temporales tienden a volverse permanentes. Desde este punto de vista el problema puede plantearse mejor en términos de dado que los cambios y ajustes son inevitables es preciso asegurar que éstos se harán de una manera previsible y se ajustarán a unos principios, se seguirá un procedimiento transparente para ejecutarlos y que se establecerán criterios claros sobre su conveniencia.

8. Desenlace: estancamiento, vulnerabilidad y amenazas de contrarreforma.

Esta sección complementa la discusión de los capítulos anteriores, que ilustraron la falta de coherencia entre los elementos de la reforma y el acerbo institucional y de recursos del país, con la descripción de los choques que precipitaron la crisis actual y realiza una evaluación preliminar de los conflictos e intereses particulares que podrían llegar a hacer una realidad las amenazas descritas en el capítulo 1. Pero antes de caracterizar el desenlace de esta manera no sobra reconocer que al momento identificado, la reforma había:

- Completado los elementos básicos de su marco institucional: agentes y reglas del juego

- Atraído inversionistas privados ya no sólo como complementarios sino como protagonistas y jugadores integrales del nuevo esquema de mercado

- Superado la casi completa dependencia fiscal y el ser fuente de desequilibrios macroeconómicos mayúsculos, lo cual había impulsado muy principalmente la reforma.

Se podría, quizá algo ingenua o superficialmente, esperar un continuo desarrollo del nuevo modelo, consolidando sus elementos decisivos y llenando vacíos y corrigiendo defectos como los derivados de soluciones administrativas forzadas e ineficientes a problemas que podrían resolverse con mayor desarrollo del mercado regulado[72], Sin embargo, hacia el año 98, como ya se ha dicho, los intereses desarrollados en el interim y los de aquellos que se beneficiaban del antiguo paradigma y que han conducido al estancamiento de su desarrollo, la falta de respuesta a choques mayores, y la gestación de posibilidades de contrarreforma Los participantes mantienen intereses y hay oportunidades para que los impulsen, estos participantes interesados son los que han restringido la capacidad de respuesta y han dilatado el proceso de implementación de la reforma. Por lo tanto, además de exponer la incidencia de los choques externos en el cumplimiento de las metas, sino ante todo cómo esta situación incentiva a los participantes a buscar rentas y a buscar otras configuraciones estables que les sean más favorables en detrimento de los propósitos básicos de la reforma. Los choques y factores que han incidido y generan amenazas a la sostenibilidad de la reforma eléctrica se resumen en el Recuadro.

Los factores exógenos que más han influido en la crisis de las electrificadoras han sido la caída la demanda y de la capacidad de pago de los usuarios, así como las restricciones fiscales para invertir en su mejora para privatizarlas y para atender a los subsidios. Adicionalmente, el estancamiento de las privatizaciones, las crisis financieras de las entidades territoriales y la

[72] Por ejemplo en materia de procurar mejores señales de largo plazo para la expansión.

cultura de impago por parte de las entidades oficiales, han implicado cesaciones o retrasos de pagos a los generadores, y creado oportunidades para el mantenimiento del control político sobre las electrificadoras, y para la extracción de rentas y subsidios al GN. Ello ha sido ayudado por el desencanto con las privatizaciones, y también paradójicamente con los escándalos por corrupción (o lo que pueda parecer como tal, como los contratos BOT) aprovechados en forma oportunista para atacar el conjunto de la reforma y las privatizaciones. La debilidad circunstancial del gobierno y la atomización y relajamiento de disciplina parlamentarios facilitan los ataques y las posibilidades de contrarreforma a través de iniciativas puntuales y dañinas, o favorecedoras de intereses muy particulares (como los de los carboneros). El estancamiento de las privatizaciones plantea a su vez necesidades fiscales para las cuales ya no hay capacidad, ante el debilitamiento de la economía y los requerimientos para atender otros frentes, como las necesidades sociales y de seguridad. Así se aprecia que los choques exógenos, ante incapacidad fiscal y reguladora, precipitan procesos acumulativos e interdependientes que afectan el funcionamiento (principalmente vía impago), la confianza y la seguridad de inversionistas y usuarios, y abren oportunidades para búsqueda de rentas y contrarreformas.

Los Choques externos

1. Ante todo, la caída de la demanda producida por la más profunda recesión que haya experimentado la economía Colombiana (1999) y la debilidad de la recuperación.
2. Los ataques de la guerrilla a la infraestructura energética. La solución del conflicto armado ha pasado por una etapa de agudización de los conflictos, y ello ha exigido (y requerirá todavía más) atención de gobierno y recursos, así como ha hecho mucho más compleja su solución.
3. Las crisis eléctricas en California y Brasil, y el viraje del modelo inglés han abierto mejores oportunidades para inversiones en otros países y han reducido la legitimidad del modelo.
4. El desencanto de la opinión con las privatizaciones por falta de más resultados, lentitud o inexistencia de las reformas institucionales de segunda generación, y debilidad del entorno económico para potenciar y distribuir mejor sus resultados.
5. El gobierno actual ha carecido del apoyo parlamentario para controlar e impulsar las reformas, lo cual ha sido agudizado por el fracaso de las reformas políticas necesarias para superar el cortoplacismo, oportunismo, y falta de liderazgo y organización políticos. Ha heredado un desequilibrio fiscal imposible de solucionar en corto plazo, que resta capacidad de maniobra, e impone restricciones de ajuste.
6. La inseguridad jurídica, quizá en desarrollo natural del nuevo marco constitucional, pero también por incapacidad ante nuevos problemas, vacíos del Ejecutivo y el Legislativo, un esquema sin suficientes limitaciones y contrapesos entre poderes, y la falta de transparencia, consistencia y rendición de cuentas.
7. El mismo desarrollo de reforma ha llevado a un replanteamiento de los actores principales, que obedecen también a estrategias más globales y no sólo a las necesidades o circunstancias locales.
8. Las crisis financieras de algunas entidades territoriales ha arrastrado a las empresas públicas, frente a lo cual el gobierno no ha podido ejercer control de las transferencias, ni del endeudamiento, y hasta ha generado conductas de riesgo moral a través de salvamentos parciales.
9. Falta de lineamientos estratégicos del sector del gas, congruencia con la regulación del sector eléctrico.
10. Se desaprovechó la bonanza petrolera. Este es un factor crítico de las finanzas públicas, por exceso o por defecto, y define en gran medida la política económica hacia el sector en su totalidad.

La reforma y el nuevo modelo se sostienen e impulsan sobre la base del apoyo de una coalición ganadora decisiva, que además pueda compensar a los perdedores sin que los convierta en ganadores o parásitos permanentes que impidan alcanzar los objetivos, o sin que se puedan formar otras coaliciones retadoras en torno a intereses y principios fundamentalmente contrarios a los mismos. La propuesta de un Estado empresario, subsidiando inversiones con criterio político y congelando las tarifas que impulsan algunos candidatos presidenciales, prolongaría indefinidamente la transición y bloquearía la extensión de los beneficios a otros grupos que podrían apoyar la reforma, como los marginados del servicio.

El análisis de las posibilidades políticas de éxito o fracaso, o desvío, de la reforma, requiere primero la identificación de los actores y sus intereses. Las principales fuentes de oposición a la consolidación de las reformas están en algunos políticos clientelistas, algunos (en el Congreso) con directo poder reglamentario, pero hasta ahora dispersos y sin movilizar los usuarios. Algunos tienen intereses regionales e individuales en proyectos públicos de inversión. Pero vienen las elecciones, y la reversión de las privatizaciones y ante todo la limitación de las tarifas podrán ser causas oportunistas, como lo fueron en algunas ciudades en las elecciones locales pasadas. Los mayores riesgos provienen de medidas parciales favorecedoras de intereses locales o puntuales, y del bloqueo a las privatizaciones, con lo cual se sostienen las fuentes de extracción de rentas del fisco nacional. La SSPD concentra un potencial catalizador de oposición o de aprovechador del estancamiento de las privatizaciones y de extracción de rentas y favores.

Los agentes privados, empresas del sector, que apoyan las reformas, suelen estar ahora bastante descontentos, sobre todo con la inestabilidad de reglas del juego y la incertidumbre y retrasos reguladores, particularmente en lo que atañe a las posibilidades de evolución de las tarifas, así como de las oportunidades y prácticas corruptas involucradas sobre todo en vigilancia y control. Las estrategias recientes tienden a reorientarse en función de intereses y perspectivas *globales*, y pueden llegar a controvertir el principio de reforma que promueve la competencia en los segmentos que se presten a ello, en favor de estructuras que permitan integración vertical. Todo esto los hace por ahora partidarios condicionales de la reforma, que piden para hacerlo más independencia y mejor calidad reguladora, y unas reglas más niveladas frente a los posibles competidores públicos, lo que favorecería la reforma, pero no tanto en lo que atañe al control ex ante de la concentración y de las prácticas anticompetitivas.

Las mayores posibilidades de consolidación de la reforma eléctrica podrían provenir de la disciplina fiscal que induciría a las privatizaciones, y a dedicar los escasos recursos más bien a los subsidios para los pobres y a la extensión de cobertura en las zonas hasta ahora marginadas. Así se ampliaría la coalición favorecedora, junto con un compromiso creíble para evitar la intromisión estatal en costosos proyectos públicos, que desestimula la participación privada.

Capítulo 5

Recomendaciones

La hipótesis que se plantea en este estudio es que si bien es cierto que se ha implementado una gran parte de la agenda reformista y que ésta ha entregado muchos de los resultados esperados y ha podido sobrepasar algunas de las barreras implícitas del régimen anterior, el desfase entre los supuestos del modelo y las realidades institucionales y de recursos, han debilitado la reforma y la han hecho vulnerable a choques externos, cuestionando así su sostenibilidad. Solamente entendiendo estas circunstancias se pueden formular estrategias y plantear soluciones.

Las limitaciones técnicas e institucionales, las condiciones iniciales y las compensaciones y concesiones hechas durante el proceso de reforma, han complicado su implementación y han generado nuevos intereses que al tiempo que se benefician del estancamiento de la reforma también impiden la extensión de los beneficios a otros grupos críticos que podrían apoyarlas. Intereses políticos regionales poderosos y débiles instituciones reguladoras han impedido que el GN renuncie a su papel como empresario y han prolongado el período de transición. Si bien estas debilidades del modelo no se hicieron tan evidentes durante el período de creciente demanda y amplias oportunidades para nuevos inversionistas, la falta de un paradigma compartido por todos los actores hacía la reforma vulnerable a cambios bruscos en las condiciones que jalonaban la inversión.

La recesión económica de 1999 y la escalada de la actividad terrorista del sector deterioraron las condiciones para las empresas y convirtieron una situación de muchos ganadores en un juego de suma cero. En un mercado deprimido todos luchan por sobrevivir, y se combaten más agriamente las medidas reguladoras. Ello debilitó la coalición reformista, que ahora enfrenta un difícil período electoral plagado de iniciativas oportunistas para revertir los logros de la reforma. En consecuencia, las opciones disponibles para los empresarios, para los consumidores y el gobierno se ven afectadas por la coyuntura:

- El clima para la inversión privada se deteriora debido a las condiciones de orden público, la coyuntura económica tanto nacional como internacional, el riesgo país, la falta de credibilidad de las instituciones reguladoras y la incertidumbre sobre las condiciones de regulación de la distribución, entre otros. Las difíciles condiciones económicas junto con el creciente flujo de desplazados aumentan la cartera morosa de las empresas y multiplican las conexiones ilegales. Lo anterior tiene por lo menos dos consecuencias importantes. Primero, los inversionistas extranjeros exigirán rendimientos a su inversión que los compense por estos riesgos. Segundo, buscarán protegerse mediante la negociación de privilegios especiales (tratamiento fiscal favorable, operaciones de salvamento, integración vertical, etc.). Esta falta de apetito del sector privado puede limitar las opciones disponibles para la solución a los problemas que enfrentan las empresas distribuidoras.

- El deterioro del ingreso de la población hace más difícil la aceptación por el público de las alzas tarifarias necesarias para poder completar el proceso de venta de las distribuidoras. La crisis de legitimidad del modelo acentuada por la ocurrencia simultánea de

alzas en los precios ocasionadas por las restricciones de transmisión, el debate sobre los PPAs originado en los escándalos y acusaciones de corrupción en torno al caso de TermoRío y a la gestión de la SSPD, han erosionado el apoyo a las reformas en la opinión pública y facilitado la oposición de políticos oportunistas. Como resultado se han puesto sobre el tapete numerosas propuestas de reforma que aprovechan el debate electoral y que es necesario confrontar.

- Si bien la limitación de los recursos del Estado para invertir en el sector podría considerarse como un seguro contra la reversión de las privatizaciones y costosas inversiones públicas, este efecto no garantiza que los fondos públicos se utilizarán únicamente en las obras más prioritarias. En particular el actual debate electoral dificulta la toma de decisiones necesarias para la implantación de recomendaciones que requieren atención temprana.

- La poca tolerancia por la volatilidad en los precios limita la incorporación de opciones de demanda como parte de la estrategia para asegurar la seguridad del suministro. Paradójicamente, la aversión al racionamiento conduce a un servicio más caro en el largo plazo cuando se prescinde de instrumentos valiosos para manejarlos.

- La concentración de decisiones urgentes en manos de un regulador relativamente débil con escasos recursos y con fuertes limitaciones que le impone el régimen jurídico lo inhiben para tener una visión de largo plazo y lo incentivan para mantener el *Status Quo*.

Es en este complicado escenario donde se deben presentar un conjunto de propuestas encaminadas a enfrentar las actuales amenazas y que al mismo tiempo no comprometan los objetivos de largo plazo de la reforma. Teniendo en cuenta el diagnóstico del sector y las restricciones que limitan las posibles opciones, este trabajo sugiere que para asegurar un servicio eléctrico sostenible en el largo plazo es necesario el restablecimiento de la *legitimidad y credibilidad de las instituciones*, el *ordenamiento prioritario del gasto público* y una *participación empresarial privada* que no esté en conflicto con los objetivos de largo plazo. Algunas de las medidas propuestas requieren cambios en el marco regulador, y la oportunidad política de efectuarlos puede ser un asunto tan importante como los mismos cambios, mientras que otras no exigen reformas legales y pueden contribuir de inmediato a mejorar el desempeño del sector. El análisis, adopción e implantación de las mismas corresponde a las autoridades del sector y a sus dolientes empezando por los diferentes poderes del Estado, el GN, las instituciones reguladoras y los productores y consumidores en general.

1°. RECOMENDACIÓN

Movilizar a los dolientes del sector eléctrico en una amplia coalición que impulse medidas que fortalezcan la legitimidad y credibilidad de las instituciones, el ordenamiento prioritario del gasto público y una participación empresarial privada que no esté en conflicto con los objetivos de largo plazo de la reforma, como alternativas a los proyectos de reversión que se debaten en el Congreso Nacional.

El uso de los recursos actuales del Estado y su capacidad para conseguir nuevos recursos, está condicionada a los compromisos y requerimientos del proceso de paz, lo que deja poco margen para la inversión pública en el sector eléctrico. Sin embargo, esta restricción presupuestaria podría no ser una garantía suficiente de que el Estado no emprenderá los grandes proyectos hidroeléctricos que se anuncian en las campañas electorales, a lo que se añade la

dificultad en vender las distribuidoras públicas y adoptar las medidas necesarias para evitar el uso oportunista que le dan algunos políticos regionales a las empresas que continúan en manos estatales. Dado el caso, las consecuencias pueden ser muy serias. La capacidad del Presupuesto nacional ya está agotada con las transferencias requeridas para mantener a flote las compañías de distribución para poderlas vender, y los ingresos que resulten de otras ventas también se requieren para extender el servicio a la población rural y suburbana. ***Es así como es fundamental crear un consenso para limitar las contribuciones financieras y garantías del Estado al cumplimiento de sus obligaciones del acceso al servicio por parte de los pobres, y para evitar su vinculación como empresario tanto en esta área como su responsabilidad por la continuidad del suministro.***

Para atraer inversionistas privados se requiere minimizar el riesgo regulador, y para evitar los abusos de poder dominante y garantizar la calidad del servicio se requieren instituciones reguladoras efectivas. **Para ello es preciso fortalecer *la legitimidad y credibilidad de las instituciones con la eliminación de las restricciones a su desempeño, la reasignación de funciones, la minimización de las condiciones que permiten comportamientos oportunistas por parte del gobierno y un estilo regulador más transparente y predecible.*** La endogeneidad del nuevo marco regulatorio requiere que se llegue a un ***nuevo equilibrio político estable***, en el cual no haya partes interesadas en alterar el estatus quo, aún frente a choques moderados.

Alcanzar un nivel adecuado de inversión también requiere señales de precios y a su vez un mejor funcionamiento del mercado mayorista, e implica que los participantes acuerden procedimientos operativos más realistas en un mercado segmentado e instrumentos más adecuados para garantizar la seguridad del suministro.

En estas condiciones, completar el proceso de privatización y asegurar los incentivos para la inversión privada futura se convierten en necesidades impostergables. **Sin embargo, mantener el interés de los inversionistas a costa de un mercado poco competitivo y plagado de concesiones a intereses particulares podría comprometer el futuro mismo de la reforma.**

A pesar del efecto moderador de la Comisión Intersectorial de Servicios Públicos en la discusión de las múltiples propuestas de reforma o eliminación de la Ley 142 que cursaban en el Congreso, al momento de escribir este informe continúan vigentes propuestas orientadas al desmonte de la Ley, tanto por grupos parlamentarios como por candidatos presidenciales. De concretarse dichas propuestas el futuro abastecimiento eléctrico del país estaría en cuestión. Adicionalmente, si bien la altura del debate público y su cobertura por parte de los medios de comunicación han mejorado, aún persisten numerosos e importantes malentendidos sobre la verdadera causa de los actuales problemas en importantes figuras públicas y formadores de opinión.

La conformación de una coalición fuerte de dolientes alrededor de estos principios no es fácil y requiere, entre otros:

- *Entender las restricciones de participación de los diferentes dolientes*. Cada uno de los participantes en el sector tiene un conjunto de requerimientos mínimos, sin los cuales no participará en una coalición para defender el proceso de reforma. Los generadores privados, no participarán si el riesgo de expropiación es mayor que el máximo tolerable, así como los consumidores tampoco participarían si las nuevas tarifas son superiores a su capacidad de pago. Más específicamente, los casos de Medellín y Cali, algunas empresas privadas en dificultades y otros inversionistas potenciales en la actividad de distribución tienen restricciones particulares. Estas y las de políticos influyentes, con genuinas

preocupaciones sobre la capacidad del sistema para proveer el servicio a los más pobres, y que se oponen a la reforma, merecen especial atención.

- *Movilizar a la opinión pública en general y a otros dolientes latentes, como los usuarios sin servicios y los grupos ambientalistas.* Requiere una ardua tarea de educación, difusión y relaciones públicas para hacer conocer los beneficios de la reforma y opciones concretas para facilitar el acceso sin sacrificar la sostenibilidad financiera del modelo. Para que estas campañas puedan ser exitosas se requieren la sugerencia de medidas concretas para blindar la reforma contra el manejo oportunista y corrupto.

- *Negociación.* Si bien una mejor educación, búsqueda de consensos y participación son esenciales también lo es la negociación entre los dolientes. ¿Qué margen y recursos hay para ello? Cuál sería el foro apropiado para negociar y quién debe liderar y organizar este esfuerzo son interrogantes claves que requieren una respuesta cuidadosa. Es necesario que el debate sobre el sector se dé en una forma ordenada y transparente aún en medio de la campaña electoral. Por ello además de buscar la armonía y comunicación entre los diferentes esfuerzos, el Gobierno debería estudiar la forma de reunir a los candidatos presidenciales y/o a sus asesores para discutir los elementos fundamentales de la reforma del sector, dada la importancia crucial de evitar una crisis eléctrica para cualquier gobierno futuro.

2°. RECOMENDACIÓN

Para fortalecer la legitimidad y credibilidad de las instituciones compete al GN, dentro de las limitaciones que le impone la Constitución, gestionar los cambios legales o reglamentarios para levantar algunas de las restricciones que han afectado el desempeño de la CREG y para reestructurar la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. Compete a la CREG adoptar un estilo regulador que refuerce la transparencia y haga más predecibles sus intervenciones.

2.1. Promover la Reforma de la SSPD

La crisis de legitimidad de la SSPD tiene su origen en un diseño que le asigna funciones que ella no está en condiciones de cumplir. Las siguientes recomendaciones reflejan una suerte de consenso entre los agentes del sector:

- La organización de la SSPD debe reconocer la alta heterogeneidad de los servicios públicos y las características especiales de la electricidad o las telecomunicaciones que van más allá del ámbito local y de hecho constituyen un mercado nacional e internacional.

- Definir criterios de intervención y liquidación e instrumentos idóneos para hacerlo. La experiencia es una prueba contundente del fracaso de los mecanismos de intervención y liquidación de empresas. Es fundamental encontrar una salida legal que permita la liquidación inmediata de las empresas intervenidas, o provea de los recursos financieros y gerenciales necesarios para salvarlas.

- Delegar el control social. La capacidad de la SSPD ha sido agotada respondiendo a las quejas que envían los usuarios de los servicios públicos. La entidad se ha extralimitado en la promoción del control social, asumiendo tareas que corresponden a los municipios y los comités para la participación, a expensas de su labor de vigilancia y control de las empresas, y ello puede además haber influido en su politización. La Ley obliga a las empresas de servicios públicos a contratar auditores externos, pero su aplicación no ha sido exitosa, y podría complementarse con un mejor uso de los instrumentos de Revisoría Fiscal, lo cual sería un buen ejemplo de como aliviar a la SSPD de su carga sin detrimento de los derechos de los consumidores. Liberar a la SSPD de la tarea de resolver las quejas individuales de cada uno de los consumidores le permitirá utilizar sus recursos en medidas ejemplares con capacidad de cambiar el comportamiento de las empresas, así como defender adecuadamente sus determinaciones en los estrados judiciales.

- Reasignar funciones de control de poder del mercado. La experiencia con los mercados eléctricos en todo el mundo ha corroborado la dificultad de manejar el poder de mercado de los generadores con sólo procedimientos de Control Ex-post. Las mejores prácticas recomiendan una combinación de medidas reguladoras y de control auxiliadas por un seguimiento del mercado por un cuerpo altamente especializado que pueda efectuar recomendaciones tanto al regulador como a la entidad de competencia. Tal es el caso de los mercados del estado de Alberta en Canadá, California en EE.UU., Holanda y, más cerca de nosotros, Panamá. El operador del mercado efectuaría su seguimiento en detalle, procesaría la información y la sometería a un grupo de expertos de reconocido prestigio internacional quienes se reunirían periódicamente para analizarla y hacer las recomendaciones del caso, ya sea a la CREG o a la SIC. Las recomendaciones del grupo de expertos le permitirían a la CREG expedir las resoluciones requeridas para efectuar los ajustes necesarios al mercado y a la SIC procesar las sanciones por conducta y autorizar adquisiciones y fusiones. Este Comité de Expertos no significa más burocracia ya que los mismos no serían funcionarios públicos, serían consultores de tiempo parcial, preferiblemente extranjeros, y podrían estar asignados al operador del mercado, como es el caso en otros países, o ubicarse dentro de la SSPD en un arreglo similar al de la Superintendencia de Valores dentro de la SIC.

- Reorganización administrativa de la SSPD, dentro de los límites que impone la Ley y la Constitución, para hacer más eficiente su operación y minimizar los incentivos para un uso clientelista de la organización.

2.2. Levantar las restricciones al desempeño de la CREG

En lugar de repetir el estribillo de la necesidad de la "independencia" formal de la CREG como un fin, nuestras recomendaciones buscan reproducir con otros instrumentos los resultados de dicha independencia: eliminar las oportunidades para un comportamiento oportunista por parte del gobierno para expropiar, vía el control de precios u otros mecanismos, las inversiones privadas o para utilizar su papel de regulador para favorecer las empresas estatales.

- Demarcación de las funciones de la CREG. Si bien existen razones poderosas para mantener la presencia de los ministros en la CREG, los conflictos de interés podrían reducirse si se pueden establecer de antemano las instancias que corresponden al ámbito de la política y por lo tanto no son de la competencia del regulador así como aquellas que son exclusivamente de su competencia.

- Control de oportunidades de comportamiento oportunista. Aceptando que la exclusión de los ministros de la CREG podría debilitarla ante los agentes, el control de la acción oportunista del Estado podría mantenerse modificando su reglamento interno para calificar las decisiones en las que el Gobierno puede ejercer el poder de veto o con el compromiso creíble que significa someter ciertas decisiones como la del poder de mercado a las recomendaciones de un grupo de expertos independientes. Igualmente, los cambios en el estilo regulador que se sugieren más adelante contribuyen a suplir la independencia formal.

- Selección y remuneración de expertos y uso de recursos. La efectividad del regulador depende en últimas del prestigio de los Expertos Comisionados y del acceso oportuno que tengan a los mejores consultores. Para ello es fundamental que el gobierno estudie e implemente procedimientos que permitan remunerar en forma competitiva a los futuros Expertos Comisionados y personal técnico de la CREG. Si bien ciertas inhabilidades y limitaciones parecen obedecer a una interpretación caprichosa de la Ley, otras podrían requerir su modificación. Además, es fundamental que se resuelvan las trabas de procedimiento que limitan el acceso a los recursos generados por las contribuciones de los regulados.

- Instancias apropiadas de rendición de cuentas. La falta de una instancia apropiada de rendición de cuentas--la CREG no presenta un informe al legislativo sobre su gestión--hace que el control de su actividad se ejerza a través de múltiples instancias como las organizaciones de control, la tutela, la Corte Constitucional, o la Ley 80 sobre responsabilidad patrimonial, que hacen extremadamente cauteloso al regulador y frenan sus decisiones, en las que generalmente prima el criterio cortoplacista de sus asesores jurídicos.

2.3. Cambios en estilo regulador

- **Transparencia**. Continuar avanzando en la transparencia de los procesos reguladores es fundamental. Muchas de las sugerencias de este trabajo apuntan en esta dirección, como el establecimiento de instancias formales unificadas de rendición de cuentas, para concentrar en el mismo la atención de las múltiples instancias de control que existen en el país, la constitución de comités externos de vigilancia de la competencia y un esfuerzo por fallar exclusivamente con base en información pública.

- **Predicibilidad**. Al contrario de la argumentación de algunos generadores sobre la inmutabilidad de las reglas del juego, cuando las condiciones que hacían la competencia posible dejan de cumplirse, o prueban ser inadecuadas, las intervenciones del mercado son legítimas dentro del espíritu general del marco regulador y han probado ser más la regla que la excepción en todos los mercados competitivos del mundo. Desde este punto de vista, dado que los cambios y ajustes son inevitables, es preciso asegurar que éstos se harán de una manera previsible, se ajustarán a unos principios, se seguirá un procedimiento transparente para ejecutarlos y se establecerán criterios claros sobre su conveniencia.

- **Auto examen del estilo regulador.** Contratar un panel de expertos para analizar y presentar recomendaciones sobre la racionalidad de los procedimientos reguladores, su transparencia y predictibilidad, la tendencia al micromanejo y en general todo el estilo regulador.

3°. RECOMENDACIÓN

Para fortalecer su credibilidad y la del mercado mayorista, la CREG debe adoptar modificaciones al diseño del mercado mayorista que contribuyan a controlar el poder dominante en el mercado de algunos agentes y a asegurar la continuidad del suministro sin la intervención empresaria del Estado.

3.1. Prevención y control del Poder Dominante

Además de las sugerencias de constituir el Comité de Seguimiento del Mercado que presentaría recomendaciones a la CREG para ajustar las reglas en caso de que ello fuera necesario, el reconocimiento explícito de las condiciones del mercado fragmentado haría más predecible la actividad de la CREG. Una alternativa sería establecer una regla condicional que dependiendo de la observación de un indicador exógeno, como sería por ejemplo el estado de las líneas, activará la vigencia de normas especiales que consideren el nivel de competencia posible en los segmentos. Así, por ejemplo, se identificarían de antemano los factores que definen la generación por confiabilidad, la remuneración que se aplicaría en estas circunstancias, y el nivel del indicador que activa el regreso al sistema normal. El poder de mercado residual se podría controlar con medidas estructurales sugeridas por el Comité de Seguimiento del Mercado.

Además de los problemas técnicos que implica mantener la continuidad del servicio bajo las actuales condiciones de orden público (el despacho real cada vez es más distante del despacho ideal), la fragmentación del mercado aumenta las posibilidades para que los agentes ejerzan prácticas de poder de mercado. Sin embargo, cuando la CREG decidió intervenir el mercado durante en los primeros meses de 2001, los generadores protestaron unánimemente alegando que se habían cambiado las reglas del juego y que el gobierno, de manera oportunista, los estaba expropiando de los ingresos a los que tenían derecho.

Muchos generadores interpretan la regulación como una regla inflexible bajo la cual la existencia de poder de mercado sólo puede determinarse en forma *ex post* por la SSPD, independientemente de las condiciones de operación de la red. Su posición ha sido combatir la discrecionalidad del regulador en la definición de los determinantes del poder de mercado. Sin embargo, como menciona Dixit[73], si bien es cierto que todas las partes ganan si el regulador adquiere credibilidad renunciando a la discrecionalidad para cambiar las reglas, ello no implica señalar el futuro de la regulación de manera incondicional, sino que puede ser interpretado como una regla de respuesta condicional, que se adopta como función de otras variables. Este tipo de reglas son mejores que la discrecionalidad, en tanto que las incondicionales no lo son.

Las reglas condicionales se deben aplicar de manera simple, con el fin de evitar que en el futuro sean utilizadas de manera oportunista. El regulador debe estar en capacidad de balancear el conflicto existente entre flexibilidad y credibilidad. Dixit sugiere que la regulación ideal es aquella que combina con simplicidad las ventajas de tener reglas inflexibles para ciertas circunstancias, y reglas flexibles para otras, junto con contingencias que definan el cambio de un régimen a otro.

---

[73] Dixit, Avinash K. The Making of Economic Policy: A transaction-cost policy perspective. The MIT Press 1996.

En el caso del mercado fragmentado colombiano se podría emplear como criterio el tamaño de los submercados o el costo de las restricciones. Cuando los parámetros estén dentro de los límites, se aplicaría la regla normal, al suponer válidos los supuestos de existencia de un mercado integrado. Pero al contrario, cuando la variable sale de los límites, se requiere flexibilidad y sería mejor operar los submercados independientemente y/o pasarse a regulación basada en costos. Si bien es cierto que la identificación y cuantificación de los parámetros de alerta es un problema, éste es de índole técnica y no inherente a las reglas del juego. Si los parámetros que disparan los cambios no son manipulables por los agentes, éste método aventaja al de imponer techos que pudieran convertirse más bien en puntos focales.

En principio, sería entonces ideal para la CREG presentar unas reglas del juego claras para el caso de mercados segmentados e indicar su modo de operación durante esta circunstancia. Esto incluye hacer explícitas las condiciones bajo las cuales entran a operar estas reglas especiales, definir los tipos de segmentación del mercado y las reglas asociadas, y los criterios para volver a la regulación bajo las condiciones de normalidad. Cambiar de una reglamentación a otra necesariamente implica ciertos costos que pueden ser ocasionados por litigación y otras demoras ocasionadas por las frustradas expectativas de los generadores. Sin embargo, como menciona Dixit (op.cit., página 67), estos pagos pueden ser menores al valor actualizado de los beneficios asociados de la medida. De hecho, el criterio sugerido para definir el umbral de alerta, debe ser aquel que iguale los beneficios a los costos.

Aun si el mercado colombiano operara sin problemas de restricciones en la red de transmisión, los generadores están en condiciones de ejercer poder de mercado. El hecho de que tres generadores posean casi el 50% de la capacidad instalada, los problemas asociados al funcionamiento del mercado mayorista (método para hacer las ofertas de energía), junto con la debilidad de las instituciones encargadas de vigilar la competencia, constituyen una amenaza permanente. Como menciona Paul Joskow, no es posible plantear una solución sin tener en cuenta quién estará a cargo de implementarla. En este caso, las medidas para controlar el poder de mercado deben tener en cuenta y superar las limitaciones de la SSPD. Más aún, la reciente crisis de California ha hecho recordar que controlar el poder de mercado de manera *ex post* es muy difícil. Vale la pena mencionar que el regulador Federal, FERC, en ningún momento expidió una resolución confirmando actividades de poder de mercado debido a los trámites y trabas legales que esto traería consigo, a pesar que los estudios preparados por sus expertos llegaron a la conclusión de la existencia de dichas prácticas.[74] Dejar esta tarea a la SSPD va más allá de sus posibilidades, aun dotándola de los mismos recursos de una institución de vigilancia y control de los países de la OCDE.

3.2. Garantizar la continuidad del suministro

Si bien en teoría la señal de precios aseguraría el balance oferta-demanda , los bruscos incrementos en el precio necesarios para compensar la generación de seguridad son políticamente inviables. Más aún, la reciente experiencia de Brasil y California ha recordado de la manera más costosa, la obligación del Estado de responder por la continuidad del suministro sin importar las circunstancias, so pena de crear una crisis de gobernabilidad. La situación anterior crea la

---

[74] Ver Paul Joskow. California Electricity Crisis, July 2001. http://web.mit.edu/afs/athena.mit.edu/org/c/ceepr/www/2001-006.pdf

tentación de dejar al Estado el papel de generador de última instancia. La manera como se desarrolle esta responsabilidad es vital para la sostenibilidad del sistema. La continuidad del suministro no podrá ser mantenida si no existen los incentivos para la expansión de la oferta y el manejo de la demanda y se cuenta con mecanismos que permitan tomar las decisiones de emergencia que complementen las anteriores medidas.

No puede enfatizarse lo suficiente la importancia de clarificar las responsabilidades en la seguridad del suministro. Dada la aversión a (o imposibilidad de) utilizar las señales de preciso de corto plazo - que sería la consecuencia directa de asignar directamente a los consumidores la responsabilidad por la seguridad del suministro- esta función debe colocarse en otra parte. Los comercializadores serían los candidatos naturales (tal vez los únicos) para ejercer esta responsabilidad cubriendo la demanda de sus clientes con contratos por capacidad (y/o contratos por demanda interrumpible). Esta medida debería ser complementada asignando al Operador del Sistema la responsabilidad de asegurar el balance oferta-demanda de corto plazo, lo que requeriría que contratara capacidad de reserva y demanda interrumpibles. Sin una asignación clara de las responsabilidades no es posible adoptar ninguna solución de mercado al problema de la seguridad del suministro, de hecho su adopción constituiría un alivio para el regulador al liberarlo de su participación en complejos debates sobre la bondad de modelos alternativos.

Poner en la práctica estas recomendaciones implica:

- Que los comercializadores asuman obligaciones de energía firme o capacidad adecuadamente conformadas[75]. En principio el mercado regulado debería tener la obligación de compra de contratos para energía firme y dejar al mercado libre contratar la confiabilidad que mejor satisfaga su aversión al riesgo, pero en sistemas tan dependientes de provisión hidráulica no deja de haber un riesgo residual significativo.

- Remunerar adecuadamente los usos interrumpibles en épocas de escasez y aumentar en forma gradual la exposición del consumidor a los precios *spot*[76], pero con una volatilidad amortiguada. Rediseñar el traspaso de los costos de generación a los usuarios regulados de tal forma que no distorsione la señal de precios y que refleje las diferencias estacionales en los costos de generación, al mismo tiempo que se ofrecen alternativas de manejo de la demanda.

- Asignar al Operador del Sistema la responsabilidad de ejecutar subastas para comprar energía a plantas de emergencia, a cogeneradores y/o demanda, con la debida anticipación para atender faltantes ocasionales durante estaciones secas. Sin embargo, para que esta medida tuviese mayores repercusiones sería necesario aclarar las ambigüedades de la Ley 143 que castiga a los cogeneradores mayores de 25 MW con el pago del recargo del 20%.

- Proceder de antemano a diseñar un programa de incentivos al ahorro de energía para los usuarios regulados que contemple metas específicas con bonificaciones y penalidades al estilo del exitoso programa aplicado durante la reciente emergencia en el Brasil.

---

[75] von der Fehr, Nils, 2001, supply Security, Draft

[76] S. Borenstein, "Frequently asked questions about implementation of real time pricing in California for the Summer of 2001". University of California Energy Institute

4°. RECOMENDACIÓN

Compete a la CREG expedir las regulaciones que permitan la vinculación privada a las empresas del Estado de una manera que no comprometa los intereses de la reforma en el largo plazo.

4.1. Regulación de distribución y transmisión

La CREG discute la primera revisión de los cargos por distribución efectivos a partir de 2003, por lo que se recomienda incorporar en la medida de lo posible las siguientes consideraciones:

- Reconocer que los inversionistas enfrentan diferentes riesgos dependiendo de las características de la empresa (privatizada, en vías de privatización o pública), de la capacidad de pago de los usuarios, y de las condiciones iniciales de la empresa y su mercado. Así, sería difícil comparar los requerimientos de ingresos de una empresa capitalizada y establecida como CODENSA con la de algunas electrificadoras del interior. En estas condiciones, la negociación del rendimiento del capital con base en dos parámetros, los activos valorados a nuevo y una tasa de remuneración de capital común, WACC,[77] resta flexibilidad para atender a condiciones particulares sin correr el riesgo de crear rentas a inversionistas que tomaron sus decisiones de inversión con base en otras consideraciones. Una alternativa sería remunerar en forma diferente las inversiones nuevas.

- En la medida de lo posible, el Estado no debería imponer riegos adicionales al inversionista originados en el incumplimiento de sus compromisos o en deficiencias en el reconocimiento de los costos no gerenciables. En la medida en que pueda asegurarse contra ellos, esto debería reflejarse en la remuneración del empresario[78]. Las empresas deberán tener claridad sobre sus compromisos como distribuidoras de última instancia en el caso de los barrios subnormales, cuyas carencias se han visto exacerbadas por el problema de los refugiados.

- Los incentivos a la eficiencia implícitos en el umbral de pérdidas permisible deberían mantenerse, particularmente para aquellos que ya los han alcanzado. Sin embargo, algunos niveles podrían revisarse, siempre que se compensen con una menor remuneración al capital. Alternativamente, considerarse opciones de topes de ingresos, con ajuste anual, que si bien producen incentivos menos potentes disminuyen el riesgo comercial del distribuidor.

- Las propuestas de revisión de cargos por distribución deberían debatirse en un seminario de alto nivel con la participación de renombrados expertos internacionales y de reguladores de otros países que se encuentran en el mismo proceso.

---

[77] Alfred Kahn, en su clásico tratado de regulación ilustra las disputas de los años setenta entre empresas y reguladores sobre la estimación de estos parámetros, ignorando que en últimas lo importante es que el volumen del recaudo sea suficiente para mantener a los inversionistas en el negocio y que éste se fija de acuerdo a la correlación de fuerzas entre los consumidores y los proveedores en el momento de la revisión.

[78] La inseguridad jurídica, Corte Constitucional, como por el reciente fallo de la Superintendencia de Sociedades al negar la petición de descapitalización de CODENSA .

Es por lo tanto crucial encontrar un procedimiento adecuado para ajustar los cargos de comercialización y distribución. Los ajustes sugeridos por las empresas distribuidoras-comercializadoras se orientan a incrementar la tasa interna de retorno y un aumento de los costos de O&M, pero implican un retroceso en los incentivos de eficiencia por pérdidas reconocidas en la fórmula tarifaria. Algunas empresas distribuidoras que prestan el servicio en mercados de alta densidad como Bogotá y Medellín, han logrado alcanzar el nivel de pérdidas reconocido por el regulador (14.75%) mientras que otras, en particular las que prestan el servicio en mercados menos concentrados continúan con niveles superiores al 25%. El gremio de los distribuidores ha propuesto incrementar el nivel de pérdidas reconocidas en un rango entre 16% y 20%, según la empresa, y un aumento general en la tasa de retorno (TDR) sobre los activos fijos valorados a costos de reemplazo. Las empresas eficientes argumentan que no les es posible mantener el actual nivel de pérdidas, lo cual es difícil de verificar dada la asimetría en información entre el regulador y el regulado. El punto es cómo hacer que acometan las inversiones de control de pérdidas permitiéndoles que mantengan una parte de la renta En principio, el incentivo para reducir las pérdidas no técnicas es muy potente, ya que les permite aumentar el nivel de recaudos invirtiendo únicamente en programas destinados a combatir conexiones ilegales o irregulares, como ha sido el caso de la mayoría de compañías exitosas en Latinoamérica. No obstante, el incentivo pierde potencia cuando el nivel de pérdidas alcanzado es ya bajo y el costo marginal de la reducción aumenta como en el caso de EPM y CODENSA, o cuando el agente no es neutral al riesgo como podría ser el caso de una empresa con serios problemas financieros iniciales como Costa y Caribe. El truco está en lograr que supere sus problemas financieros, pero asimismo que se comprometa a inyectar recursos nuevos a su operación.

Si las distribuidoras pudieran escoger entre una TDR baja y un nivel alto de pérdidas reconocidas, podrían tener más incentivos para no postergar el problema de las pérdidas[79]. Si el plan de inversión de las empresas capitalizadas tiene un componente para estos fines, la CREG podría incluir un umbral superior en forma temporal, sujeto al cumplimiento del plan. Esta estrategia puede ser inviable para el caso colombiano debido a la urgencia de la solución. Sin embargo, llama la atención sobre las ventajas de una aproximación general a la fórmula tarifaria en vez de enfrascarse en la negociación de cada uno de los parámetros. De todas formas, ya sea en el reconocimiento de mayores pérdidas o en aceptar una TDR más elevada, estos ajustes repercuten en mayores precios para los consumidores para lo cual es preciso estar preparado. Prestigiosos expertos en regulación han expresado dudas sobre la bondad de utilizar el valor a nuevo de las inversiones como base tarifaria[80] por lo que el proceso de definición se beneficiaría de una revisión de la metodología por un grupo altamente calificado. Podría ser más prudente supeditar el ajuste permanente de la fórmula tarifaria a los resultados de un análisis más cuidadoso pero definiendo claramente los principios y la naturaleza temporal de ajustes, que si bien orientados a la coyuntura avancen en la dirección correcta. El Regulador no se puede dar el lujo de revertir más adelante medidas apresuradas. El compromiso de futuros ajustes no sería creíble, sin embargo, sin el apoyo de los candidatos, un poco quimérico en una época electoral.

---

[79] Esta propuesta se inspira en el menú de contratos ofrecidos por la Comisión Federal de Comunicaciones (FCC), a las operadoras regionales estadounidenses de Bell, donde podían seleccionar entre unos topes bajos de precios y compartir un porcentaje alto de sus ganancias, o viceversa (Dixit, página 90).

[80] Ver por ejemplo, Newbery David, 1997, Determining the regulatory asset base for utility price regulation en Utilities Policy vol 6 N 1 March 19997 o Kahn, Alfred E. The Economics of Regulation: Principles and Institutions. MIT Press, Revised Edition ,1998.

5°. RECOMENDACIÓN

Compete al GN asegurar que el papel empresario del Estado será minimizado y que se tomarán las medidas para un manejo independiente de los activos que por cualquier motivo permanezcan en su poder.

5.1. El Estado como empresario

Para evitar los conflictos de interés como regulador y empresario y garantizar el control efectivo de las empresas en donde el GN es accionista principal, es preciso que sus acciones sean representadas profesionalmente a través de fideicomisos con un mandato claro ya sea para su privatización o administración temporal, incluyendo la renegociación de PPAs cuando ello fuere aconsejable. El ministerio de Minas y Energía no tendría responsabilidad sobre las mismas y saldría de sus juntas directivas. El Ministerio de Hacienda asumiría la responsabilidad de los aportes de capital requeridos.

La falta de disponibilidad de recursos del Estado y los peligros de un uso oportunista hacen imprescindible la culminación del proceso de privatización en las distribuidoras y aconseja la venta de sus activos en CORELCA e ISAGEN, no así su participación en ISA. El Estado debe evitar las tentaciones para involucrarse directamente como empresario en el cumplimiento del mandato constitucional de asegurar el suministro y facilitar el acceso a todos los habitantes.

Privatización de las distribuidoras

La privatización de las distribuidoras depende, primero, de adoptar una regulación justa y encontrar una solución a los problemas financieros que actualmente enfrentan las empresas de distribución de la Costa Caribe. Segundo, es necesario el compromiso del gobierno de ejercer un verdadero control sobre las distribuidoras estatales y evitar casos de corrupción durante el proceso de capitalización. Es preciso tener en cuenta que se pueden presentar nuevos retrasos en el programa de privatización, e igualmente es probable que algunas distribuidoras no logren ser capitalizadas, por lo que el gobierno debe tener listo un plan contingente. Tercero, el Estado debe buscar una solución efectiva que de manera explícita garantice el pago del consumo de sus agencias como lo hacen el resto de agentes del mercado. Cuarto, de ser conveniente, renegociar algunos de los PPAs y BOO para facilitar la capitalización de algunas distribuidoras. Quinto, es fundamental afrontar el problema de las empresas intervenidas y sexto, dadas las restricciones existentes, el problema a resolver en el corto plazo es completar el proceso de privatización de las EDCGC aún cuando sólo estén interesados unos pocos agentes.

La importancia de la transparencia en el proceso de capitalización, la necesidad de tener un plan de contingencia para el manejo de las empresas estatales en caso que se postergue la capitalización o no pueda hacerse, el cumplimiento de las obligaciones del Estado como consumidor y la pertinencia de contar con un mecanismo efectivo de intervención de las empresas en dificultades no puede nunca dejar de soslayarse. Sin embargo, la conveniencia de renegociar los PPAs y BOOs dependerá de las características de cada uno de ellos y de las dificultades que impongan a la capitalización o compra de las distribuidoras. En algunos casos como en el PPA de Paipa IV, la necesidad de renegociación parece ser más evidente, en otros como Termo EMCALI podría ser posible encontrar una solución satisfactoria, y en otros casos no sería necesario.

Dadas las condiciones del mercado no aparecen muchos interesados en la capitalización de las empresas de distribución. De esta manera una concentración de la distribución entre Unión Fenosa, Endesa y EPM, podría exacerbar las asimetrías en la regulación y los problemas de integración vertical. Asegurar la competencia en la actividad de generación es aún más difícil si se eliminan algunas restricciones en la estructura del sector que aumenten la integración vertical como "gancho" para atraer inversionistas en la distribución. Sin embargo, dadas las condiciones de seguridad en Colombia, podría ser razonable que EPM pudiera licitar algunas de las electrificadoras sujetas a capitalización, o que pudiera ser ejecutora de un mandato, si esto no afectara la estructura del mercado de generación.

El Ministro de Minas preside la CREG, la junta directiva de ISA e ISAGEN y la junta directiva de las EDCGC, y ha expresado públicamente lo insólito de esta situación y las dificultades de vestir varios sombreros simultáneos. Este conflicto de intereses se podría resolver si se entrega el manejo de los activos del Estado a un fondo manejado por encargo por el sector privado (con metas de gestión claras y específicas) hasta finalizar el proceso de privatización, que es lo que debió haber hecho la SSPD con las empresas que ha intervenido, en vez de haberlas administrado con su propio personal con los malos resultados obtenidos. Por supuesto esta propuesta no exime al gobierno de hacer las inversiones en capital necesarias para garantizar su operación

Privatización de las plantas generadoras

La privatización de las plantas generadoras (ISAGEN y Corelca que ya enfrentan problemas para poder cumplir con sus compromisos financieros), es dependiente de la solución que se le dé a los problemas de los distribuidores – comercializadores. Asimismo, exige solucionar el conflicto con EPM que resulta de su interés de consolidar bajo su propiedad el conjunto de las plantas generadoras del complejo hídrico de los ríos Nare y Guatapé (plantas San Carlos, 1240 MW y Jaguas, 170 MW). Este conflicto no solamente se refiere a la posición de ejercer poder dominante en el mercado que esta concentración le permitiría a EPM sino a la disputa entre EPM e ISAGEN por los recursos hídricos del embalse del Peñol. En este último caso podría ser conveniente remitir la solución a un tribunal de arbitraje internacional. En cualquier caso, es previsible que la venta de ISAGEN no será posible sin algún tipo de compensación al municipio de Medellín.

En el pasado se ha argumentado a favor de una eventual participación del sector privado en EPM que a la manera de Bogotá le permita maximizar el rendimiento de su patrimonio en beneficio de los habitantes de la Ciudad, actuales y futuros, quienes son los verdaderos dueños, o como lo ha sugerido el mismo alcalde de Medellín al inicio de su administración, limitar su papel como inversionista a aquellas áreas que exija la atención a su propio mercado. La decisión sobre la adopción o no de estas políticas sólo le incumbe al pueblo de Medellín, una vez hayan sido ponderadas juiciosamente los pros y los contras. Sin embargo, en la medida en que la participación estratégica de EPM en el mercado de electricidad le otorgue una posición que le permita ejercer poder dominante en el mercado es el deber del regulador tomar las medidas que aseguren el libre juego de la competencia. En esto, la posición del regulador no debería ser diferente de la que tomaría con un empresario privado que estuviera en situación semejante, pero debería asegurarse además, que la condición de empresa estatal no le confiera ventajas sobre otros competidores privados.

6°. RECOMENDACIÓN

En estas condiciones, los recursos del Estado se utilizarían prioritariamente para facilitar el acceso a los pobres de una manera eficiente, para efectuar las capitalizaciones de empresas oficiales durante la transición y sólo excepcionalmente para avalar al mercado en medidas tendientes a asegurar la continuidad del suministro que no involucren al Estado como empresario.

- La reforma se legitimiza si el Estado usa sus recursos en forma prioritaria para facilitar el acceso a los pobres, extendiendo sus beneficios a grupos que habían permanecido al margen. La utilización de fondos de regalías u otros recursos para normalizar las instalaciones de los barrios subnormales y para dotar a los usuarios pobres con lámparas eficientes de larga vida que reduzcan el consumo, y por ende la factura, puede contribuir al restablecimiento de la disciplina de pago si es acompañada de las sanciones correspondientes. Por otra parte, al desbloquear el proceso de privatización se liberarán recursos públicos que podrán ser utilizados para atender necesidades más urgentes de aumento de la cobertura del servicio.

- Capitalizaciones a las distribuidoras durante la transición. De no concretarse la capitalización por el sector privado de las empresas de distribución el Estado debería efectuar las capitalizaciones que permitan al fideicomiso mantener el servicio y reducir las pérdidas.

- Cumplimiento de obligaciones como suministrador de último recurso sin usar empresas Estatales, procurando usar al sector privado o a las comunidades organizadas en las ZNI.

- Eliminar garantías o trato preferencial a empresas estatales, en particular a grandes proyectos hidroeléctricos que afectarían gravemente el mercado competitivo.

Hay una interpretación de este mandato que deriva el falso corolario de que el Estado debe estar preparado para ser el prestador del servicio en última instancia y por esta razón debe mantener empresas públicas con capacidad para desarrollar proyectos de expansión de generación y prestar el servicio de manera directa en las zonas que no cubra el sector privado. Los intentos de utilizar a ISAGEN para apuntalar financieramente otras inversiones estatales inconvenientes y el fracaso del programa de electrificación de las ZNI por parte del IPSE[81] deben ser suficiente experiencia para dejar a un lado este paradigma. Esta función puede ser desempeñada por el Estado sin necesidad de mantener la propiedad sobre empresas que seguirían siendo explotadas por políticos regionales buscadores de rentas. El reciente ejemplo del Brasil ilustra la posibilidad para el Estado garantizar la continuidad del suministro sin necesidad de revertir a su papel de empresario. En las etapas iniciales de la crisis brasileña, las empresas propiedad del Estado propusieron construir nuevas plantas generadoras alegando que el sector privado no podría aliviar el déficit de oferta. Haberles permitido a estas empresas llevar a cabo los nuevos proyectos de expansión, las habría fortalecido posponiendo su proceso de privatización y les habría generado incentivos que justificaran su existencia perpetuándolas en el tiempo. El gobierno brasileño decidió que el holding estatal Eletrobras desempeñará un papel en la construcción de líneas de transmisión y alguna participación limitada en *joint ventures* con el sector privado, la tarea de

[81] Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas. http://www.presidencia.gov.co/icel/

contratar energía de emergencia se encomendó a una agencia especializada y con una vigencia limitada.

También es posible utilizar eficientemente los recursos del Estado para garantizar el acceso al servicio eléctrico a todos los habitantes. En este camino se han desarrollado dos propuestas importantes del GN: el plan para la expansión de la cobertura en las ZNI aprobado por el CONPES y la tramitación por la CREG de una Resolución estableciendo criterios para legalizar las conexiones piratas en los barrios subnormales. El gobierno ha adquirido compromisos para utilizar parte del producto de las privatizaciones con el fin de mejorar la cobertura en las ZNI. Así mismo se espera que los departamentos y municipios destinen una parte de los recursos que reciben del Fondo Nacional de Regalías para construir nuevas redes de distribución y otros trabajos necesarios para legalizar las conexiones ilegales. De cualquier manera, el supuesto de que las comunidades estuvieren dispuestas a pagar por el servicio puede ser bastante optimista.. Si bien es cierto que se están tomando pasos en la dirección correcta, existen obstáculos para su implementación que pueden requerir acciones y contribuciones adicionales del GN. Por ejemplo, parte del subsidio para conexiones irregulares puede ser focalizado en la instalación gratuita de sistemas de iluminación eficientes que reduzcan el consumo de energía en barrios habitados por los pobres, como se hizo en Brasil. De esta manera, no sólo se legalizan conexiones ilegales (con lo que se reduce el nivel de pérdidas no técnicas), sino que también se reducen las facturas, con lo cual los consumidores las pueden pagar y se reduce la cartera morosa de las empresas. No puede dejar de señalarse la importancia de dar respuesta pronta y firme a este problema porque es crucial para satisfacer los requisitos de participación de actores con poder de veto significativo.