

Cuadernos de Fedesarrollo

Número treinta



Cuadernos de Fedesarrollo

- 1 Tasa de cambio en Colombia
Mauricio Cárdenas
- 2 Los dólares del narcotráfico
Roberto Steiner
- 3 Perspectivas de la industria aseguradora: 1997-2010
Natalia Salazar - Sandra Zuluaga
- 4 Salud, educación y desempleo. Diagnóstico y recomendaciones
Proyecto Agenda Colombia I
Mauricio Reina - Denisse Yanovich
- 5 Infraestructura, orden público y relaciones internacionales.
Diagnóstico y recomendaciones - Proyecto Agenda Colombia II
Mauricio Reina - Denisse Yanovich
- 6 Tributación en Colombia
Roberto Steiner - Carolina Soto
- 7 Las aseguradoras y el régimen de inversión
María Angélica Arbeláez - Sandra Zuluaga
- 8 Petróleo y región: el caso del Casanare
Alejandro Gaviria - Adriana González - Juan Gonzalo Zapata
- 9 La sostenibilidad de las reformas del sector eléctrico en Colombia
Ulpiano Ayala - Jaime Millán
- 10 Misión del ingreso público
Miembros del Consejo Directivo
- 11 Economías regionales en crisis: el caso del Valle del Cauca
Juan José Echavarría - Israel Fainboim - Luis Alberto Zuleta
- 12 El nuevo comercio minorista en Colombia
Mauricio Reina - Luis Alberto Zuleta
- 13 El leasing en Colombia: diagnóstico e impacto sobre la inversión y el crecimiento
María Angélica Arbeláez - Fabio Villegas - Natalia Salazar
- 14 Los servicios financieros y el TLC con Estados Unidos: oportunidades y retos para Colombia
Roberto Junguito - Cristina Gamboa (Editores)
- 15 Reflexiones sobre el aporte social y económico del sector cooperativo colombiano
Miguel Arango - Mauricio Cárdenas - Beatriz Marulanda - Mariana Paredes
- 16 Evaluación del impacto del TLC entre Colombia y Estados Unidos en la economía del Valle del Cauca
Camila Casas - Nicolás León - Marcela Meléndez

- 17 La infraestructura de transporte en Colombia
Mauricio Cárdenas - Alejandro Gaviria - Marcela Meléndez
- 18 El marco institucional para la regulación, supervisión y el control de los servicios públicos en Colombia: propuesta para su fortalecimiento
Carlos Caballero - Alejandro Jadresic - Manuel Ramírez Gómez
- 19 Análisis del sistema tributario colombiano y su impacto sobre la competitividad
Mauricio Cárdenas - Valerie Mercer-Blackman
- 20 El sector de materiales de la construcción en Bogotá - Cundinamarca
Camila Aguilar - Nicolás León - Marcela Meléndez
- 21 Estudio sobre la propiedad intelectual en el sector farmacéutico colombiano
Emilio José Archila - Gabriel Carrasquilla - Marcela Meléndez - Juan Pablo Uribe
- 22 La política social de telecomunicaciones en Colombia
Andrés Gómez-Lobo - Marcela Meléndez
- 23 El modelo de intervención ReSA: en pos de la superación del hambre en las zonas rurales
Juan José Perfetti del C.
- 24 La reforma del impuesto al consumo de cigarrillo y tabaco elaborado: impacto sobre el recaudo
Mauricio Santa María - Sandra Viviana Rozo
- 25 La minería en Colombia: impacto socioeconómico y fiscal
Mauricio Cárdenas - Mauricio Reina
- 26 Evaluación económica de la inclusión de la vacuna antineumocócica en el Plan Ampliado de Inmunización
Mauricio Santa María - Fabián García - María José Uribe
- 27 Sobre teoría de juegos, proceso presupuestal y situación fiscal en Colombia
Mauricio Olivera
- 28 Análisis de la competencia en la industria colombiana de cigarrillos
Marcela Meléndez - Tatiana Vásquez
- 29 Evaluación económica del *Plan Colombia*
Daniel Mejía
- 30 El mercado de la energía eléctrica en Colombia: características, evolución e impacto sobre otros sectores
Mauricio Santa María - Nils-Henrik Von Der Fehr - Jaime Millán - Juan Benavides Orlando Gracia - Erika Schutt

El mercado de la energía eléctrica en Colombia: características, evolución e impacto sobre otros sectores*

*Mauricio Santa María***
Nils-Henrik Von Der Fehr
Jaime Millán
Juan Benavides
Orlando Gracia
Erika Schutt

Octubre, 2009

* Este Cuaderno es el capítulo 1 (Resumen Ejecutivo) del estudio general. El análisis técnico detallado se encuentra en los capítulos 2-9 del estudio general.

** Director adjunto, Consultor internacional, Investigador asociado, Consultor externo, Investigador y Asistente de investigación respectivamente.

Primera edición: octubre de 2009

© Fedesarrollo

ISBN: 978-985-44-5880-3

Edición, armada electrónica: Consuelo Lozano | Formas Finales Ltda.

Impresión y encuadernación: La Imprenta Editores Ltda.

Impreso y hecho en Colombia

Printed and made in Colombia

Contenido

INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO UNO Objetivo y alcance del estudio	3
CAPÍTULO DOS El nuevo modelo constituye un gran avance, pero hay todavía espacio para avanzar	7
CAPÍTULO TRES Comportamiento de los precios de electricidad en el mercado mayorista: ¿qué dice la evidencia?	13
CAPÍTULO CUATRO Evolución de los precios de electricidad en el mercado regulado	23
CAPÍTULO CINCO Los precios de la electricidad y la competitividad: evidencia internacional, uso de los factores e intensidad	25
CAPÍTULO SEIS Subsidios cruzados, impuestos y contribuciones: ¿el camino correcto para lograr la equidad?	31
CAPÍTULO SIETE El sector de gas natural y el sector eléctrico en Colombia: retos y problemas	35
CAPÍTULO OCHO Auto y cogeneración en Colombia: papel y restricciones	39
CAPÍTULO NUEVE Recomendaciones	41
BIBLIOGRAFÍA	51

INTRODUCCIÓN

Este estudio se desarrolló durante una coyuntura muy especial, en la que se observó un comportamiento atípico de los precios de la electricidad, cuya racionalidad y posibles causas no fueron evidentes para los consumidores y el gobierno, entre otros. Ese hecho condujo a muchos observadores a cuestionar la bondad del modelo adoptado para el sector eléctrico colombiano desde 1994. Sin embargo, una mirada objetiva a la situación que existía antes de las reformas, reseñada en el Capítulo 2, indica claramente que hay avances importantes y resultados positivos que han impactado favorablemente al consumidor y a las finanzas públicas, entre los más importantes. Ellos, por si solos hacen del sistema colombiano de hoy uno bastante más confiable y que ofrece servicios de mejor calidad que el anterior. No obstante, los acontecimientos recientes, relacionados con la evolución de los precios, y algunas debilidades que aún tiene el sistema, resaltan la necesidad de empezar a acometer diferentes tareas para lograr la consolidación de un ambiente de confianza entre los participantes en el mercado eléctrico, que garantice su sostenibilidad y confiabilidad. Es decir, que garantice la inversión.

Así, el estudio se realiza en el marco de esos sucesos y en medio de discusiones válidas, planteadas por el sector industrial, sobre la eficiencia y competitividad sectoriales, el potencial de ejercicio de poder de mercado y los costos de transacción que enfrentan los industriales en sus procesos de contratación de energía. Adicionalmente, FEDESARROLLO encuentra en esta discusión una valiosa oportunidad para identificar debilidades y proponer mejoras al modelo, de forma que los avances de la reforma se profundicen y se conviertan en ventajas competitivas para la industria y el comercio, que redunden en beneficios para todos.

Agradecemos los comentarios de los miembros del comité técnico del estudio: Asociación Colombiana de Generadores de Energía (ACOLGEN), Cámara de Grandes Consumidores de Energía y Gas de la Asociación Nacional de Empresarios de Colombia (ANDI), Asociación Nacional de Empresas de Servicios Públicos Domiciliarios y Actividades Complementarias e Inherentes (ANDESCO), Departamento Nacional de Planeación (DNP), Consejo Nacional de Operación (CNO), Ministerio de Minas y Energía, Comité Asesor

2 *El mercado de la energía eléctrica en Colombia*

de Comercialización (CAC), Asociación Colombiana de Comercializadores de Energía (ACCE), Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD), Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), Promigas, Asociación Colombiana de Distribuidores de Energía Eléctrica (ASOCODIS), Expertos en Mercados (XM) y, especialmente, al Consejo Privado de Competitividad (CPC). Este estudio ha sido posible gracias al financiamiento de ACOLGEN y ANDI.

CAPÍTULO UNO

Objetivo y alcance del estudio

Con el objetivo de analizar la evolución, características e impacto, del mercado de la energía eléctrica sobre otros sectores, el presente estudio desarrolla los siguientes objetivos específicos:

- ❑ Estimar si las tarifas de energía eléctrica en Colombia son "competitivas", desde una perspectiva internacional y de eficiencia en la formación de precios;
- ❑ Revisar de manera independiente el funcionamiento del mercado de energía eléctrica, enfatizando la formación y evolución de los precios, cómo ellos responden o no a los "fundamentales" del mercado, y su impacto en la competitividad del sector manufacturero. Esto implica analizar los fundamentales de los precios finales y otros factores que también los pueden afectar. Estos incluyen, por ejemplo, algunos relacionados con la regulación o con la presencia de impuestos y subsidios en el sector;
- ❑ Analizar el mercado regulado y el no regulado;
- ❑ Estudiar el comportamiento de los precios de todos los componentes de la cadena: generación, transmisión, distribución, comercialización y otros (pérdidas, restricciones, contribuciones e impuestos) en un horizonte de mediano plazo. Es decir, no restringido al período más reciente;
- ❑ Producir un estudio que sirva como instrumento para generar confianza entre los diferentes agentes: industriales, generadores, gobierno, regulador y vigilante, entre los más importantes;
- ❑ Producir algunas recomendaciones de política de carácter general para mejorar el funcionamiento del mercado en el mediano plazo.

FEDESARROLLO entiende estos objetivos de manera amplia, en presencia de un sector eléctrico que fue modificado positivamente con la introducción de las Leyes 142 y 143, a mediados de los noventa. En Colombia, aún con problemas en su implantación y susceptible de mejorar, se ha desarrollado un producto que ha logrado resultados superiores a la gestión pública previa y ha respondido relativamente bien, cuando se analiza dentro del contexto internacional. Sin embargo, los avances requieren mejoras y vigilancia permanentes para asegurar condiciones que promuevan la idoneidad y transparencia del mercado de generación, reduzcan los costos de transar usando ese mercado, consoliden la institucionalidad creada y, como resultado, se atraiga la inversión requerida para un suministro confiable y de buena calidad.

Dada la naturaleza del problema y los recursos asignados al estudio, se acordó, desde un principio, que el alcance debería sujetarse a los aspectos más importantes y de mayor impacto sobre el tema primordial: la competitividad y eficiencia de los precios. Esto quiere decir que, por ejemplo, no es posible reemplazar a los organismos de control y vigilancia en la identificación precisa de ejercicio de poder dominante. Tampoco se cuenta con los recursos para una investigación exhaustiva de las razones que explican las diferencias de precios entre los diferentes países. Sin embargo, esta última labor se aborda con un nivel de detalle importante en el Capítulo 5.

El estudio, por tanto: i) describe y analiza los profundos cambios ocurridos en 1994; ii) explica al público no especializado los problemas de diseño de mercados eléctricos y la imposibilidad de evitar enfrentar los dilemas (*trade-offs*) que toda escogencia implica; iii) presenta la evolución de los precios de generación eléctrica (y de toda la cadena), analizando las razones detrás de la formación de los precios; iv) propone criterios que ayudan a distinguir entre lo que es sospecha de comportamiento no competitivo y lo que amerita estudio más detenido; v) presenta una comparación de los precios y uso de electricidad en Colombia y en algunos de los países de la región, junto con las implicaciones para la competitividad; vi) analiza la racionalidad y efectividad del sistema de solidaridad basado en los llamados "subsidios cruzados", actualmente en vigencia en el país; vii) identifica la pertinencia de las medidas recientemente tomadas por las autoridades

y señala las disyuntivas que implican; e viii) identifica problemas y recomienda posibles cursos de acción.

Para cumplir con los objetivos propuestos, el estudio se inicia, en el Capítulo 2, con una discusión de la situación del sector en el período previo a las reformas, pasando por el contenido de las mismas, para efectuar una comparación sucinta entre los dos modelos que permita establecer los beneficios alcanzados. Se presentan los antecedentes que llevaron a la reforma, dada la importancia de valorar los avances en un contexto histórico. Se describen brevemente sus logros y limitaciones.

El Capítulo 3 analiza muy detalladamente la formación de precios de bolsa y de contratos en el mercado mayorista, las alternativas de arquitecturas de mercado existentes y el papel informativo de los precios. Así, se examinan los *hechos estilizados* del mercado mayorista en cuanto a la evolución y formación de los precios y se analizan en detalle los determinantes de esa evolución, incluyendo una aproximación estadística. Se plantean recomendaciones al esquema regulatorio y de supervisión del mercado mayorista. Este análisis se hace para todo el período 1997-2009, identificando sub-períodos de precios bajos y altos, analizando los determinantes de esos movimientos. El análisis descriptivo se complementa con una estimación econométrica de la relación estadística de los precios con los diferentes fundamentales del mercado y con otros determinantes de regulación. Se analiza el último período con cierto detalle, dado el comportamiento que allí se observa de los precios, pero poniéndolo en el contexto de un período más largo para que el lector tenga la información requerida para formar su propio juicio. Se clarifica el papel de los precios de generación como mensaje para la toma de decisiones de inversión y consumo y se postulan posibles fuentes de volatilidad de los precios en el corto plazo (esto también se complementa con un análisis econométrico). El Capítulo 4, por su parte, muestra la evolución de los costos unitarios de la tarifa de energía para cada componente de la fórmula tarifaria del mercado regulado.

El estudio continúa con el Capítulo 5, donde se hace una comparación internacional de precios finales y uso de electricidad (con énfasis en el mercado no regulado) y su relación con la competitividad, estimando el impacto de los costos de la electricidad sobre la productividad de la indus-

tria. Posteriormente, en el Capítulo 6, se hace un análisis muy detallado del tema de la solidaridad (subsidios y contribuciones), dada la importancia que tienen en la determinación del precio final y su impacto sobre la competitividad. En este capítulo se discute el problema de las contribuciones en Colombia, incluyendo posibles escenarios de reforma. Se analizan después, en el séptimo Capítulo, los problemas de coordinación entre gas y electricidad. Se describen en detalle las implicaciones de un mercado defectuoso de gas natural. En el Capítulo 8, se discuten los retos y oportunidades de la autogeneración y cogeneración en Colombia. En el último Capítulo se presentan algunas recomendaciones que buscan fortalecer el modelo actual y mantener la confiabilidad del sistema¹.

¹ En el estudio general, en el último Capítulo se presenta el análisis de algunos desarrollos recientes de la regulación que, por su importancia, fueron incluidos en el estudio para ayudar en el debate que, seguramente, tendrá lugar en los próximos meses.

CAPÍTULO DOS

El nuevo modelo constituye un gran avance, pero hay todavía espacio para avanzar

El sector venía de un régimen de propiedad y gestión estatales (consagrado, incluso, en la Constitución Política de 1886) sin estímulos al desempeño, que eventualmente colapsó y tuvo problemas en varios frentes:

- ❑ No era financieramente sostenible;
- ❑ Contribuyó a un aumento en el endeudamiento del gobierno central, ya que introdujo severas presiones de gasto a medida que la demanda de energía crecía y se requerían ampliaciones de capacidad, financiadas, solamente, con inversión pública;
- ❑ Estableció un esquema de prestación del servicio en el que la cobertura y calidad eran reducidas y, usualmente, a precios altos para algunos segmentos de la población. Esto reflejaba el hecho que la calidad del servicio y su confiabilidad no eran los principales objetivos de los prestadores;
- ❑ No pudo asegurar el abastecimiento cuando llegó el fenómeno de El Niño de 1991-1992, lo que produjo la necesidad de racionar el consumo de energía en el país de manera sustancial (25% del día y en horas pico) por cerca de un año.

Esos problemas condujeron a que se introdujeran importantes reformas y, así, el sector eléctrico colombiano cambió radicalmente desde 1994 (Leyes 142 y 143 de 1994). Se abrieron las puertas a la participación privada en toda la cadena de valor, se estableció la regulación independiente y se introdujo competencia en generación y principios de operación comercial en transmisión y distribución, entre los aspectos más importantes de la reforma. Partiendo del supuesto de que la competencia en el segmento de generación iba a producir un servicio de buena calidad y de manera eficiente,

se creó un mercado mayorista que busca la formación de precios a mínimo costo, mediante declaraciones de cantidades y costos de cada generador (una subasta). Adicionalmente, las redes se comenzaron a regular como monopolios naturales que enfrentan incentivos para reducir sus costos y preservar niveles aceptables de calidad.

Así mismo, con la reforma, se mantuvo el esquema de subsidios cruzados para los hogares más pobres, que complementan aportes directos del Estado, para asegurar que la población de menores ingresos reciba el servicio pagando muy poco, pero manteniendo unos precios que reflejan los costos. Es decir, asegurando la viabilidad financiera de las firmas de distribución. Dicho de otra manera, el nuevo modelo está basado en el principio de que la inversión y la gestión de todos los negocios asociados a la prestación del servicio de energía eléctrica deben responder a criterios empresariales de eficiencia y remuneración que surgen de la competencia, con restricciones de solidaridad.

El avance en cuanto a calidad del servicio, eficiencia, confiabilidad y finanzas públicas ha sido sustancial. A continuación se describen los aspectos donde se han obtenido los avances más importantes.

1. Transformación empresarial por cambio fundamental en los incentivos

En el nuevo modelo, la introducción de objetivos comerciales hace que las empresas públicas o privadas tengan que responder por sus resultados en medio de la competencia directa, o pasar pruebas de eficiencia comparativa y metas de calidad.

- La transformación empresarial originada en los nuevos incentivos avanzó sustancialmente en generación y transmisión, donde un porcentaje alto de las firmas es privado o ha avanzado en la modernización empresarial bajo esquemas de propiedad mixta, con control de los inversionistas privados o de emisión accionaria al público, lo que mejora los esquemas de gobierno corporativo, permitiendo, incluso, la incursión de algunas firmas públicas en otros países;

- ❑ Los resultados, sin embargo, son más modestos en distribución, por la oposición de intereses regionales que persisten en mantener rasgos de gestión propios del viejo modelo. Aunque la calidad del servicio ha mejorado de manera generalizada y las distribuidoras han mejorado su desempeño operativo, subsisten problemas de gestión;
- ❑ En cuanto a la introducción de nuevas prácticas empresariales, es notoria la tecnificación y profesionalización de los procesos y su control. Las firmas de generación se han sofisticado en sus estrategias de cotización y contratación;
- ❑ Se ha desarrollado un mercado de contratos bilateral que, como se verá, aún enfrenta muchos problemas, pero ha traído beneficios importantes al sector a pesar de restricciones a su desarrollo. En particular, ese mercado ha permitido cierto grado de cobertura al riesgo (por parte de la demanda) y el incipiente desarrollo de instrumentos financieros que deben perfeccionarse en el futuro.

2. Impacto fiscal, gasto social meritorio y solidaridad

En el nuevo modelo, la inversión privada ha liberado recursos fiscales para gasto social. Hasta la fecha, el esquema de subsidios cruzados, a pesar de sus problemas, ha logrado que la cobertura aumente, especialmente entre los hogares más pobres y las regiones más apartadas. A pesar de la importancia que tuvo este singular sistema, un capítulo del estudio muestra que actualmente está introduciendo graves problemas financieros y de competitividad en la industria, que hacen necesaria la revisión de su pertinencia.

3. Mejora en el clima de negocios sectorial

El nuevo modelo, a diferencia del viejo, se vuelve objeto permanente de escrutinio internacional por parte de inversionistas en busca de oportunidades atractivas. Eso implica que la opacidad o transparencia de la regulación, su previsibilidad y estabilidad, la existencia de barreras a la entrada de nuevas

inversiones y la profundidad y liquidez de los instrumentos de transacción y cobertura se vuelven cada vez más importantes en las decisiones de invertir o no en Colombia. Las decisiones fundacionales de la regulación y apertura a la inversión privada fueron recibidas positivamente por la comunidad internacional (la prueba de esto es que la inversión sí ha llegado), dada la percepción de su funcionalidad y adaptación a la estructura de industria y capacidades técnicas sectoriales que existían en su momento. De hecho, la respuesta inversionista fue positiva en generación y se han enfrentado nuevos episodios de escasez hidrológica, probablemente más agudos que los de comienzos de los 90s, sin racionamientos (por ejemplo, 1997-1998).

Sin embargo, no hay modelo perfecto y el éxito consiste en aprender las lecciones de la experiencia para ir introduciendo las correcciones que se acomoden a las condiciones particulares. Algunas de las falencias más importantes del sistema actual son las siguientes:

- ❑ El notorio retraso de más de 15 años en la formación de un mercado de contratos estandarizado, que es sintomático de la concurrencia de varios problemas: i) ausencia en el sector eléctrico de capital humano con experiencia en el diseño, mercadeo, valoración y transacción de instrumentos de cobertura en mercados de bienes básicos; ii) falta de presión y organización de los consumidores para crear un mercado con participación activa de la demanda, tanto en el mercado de corto plazo como en las convocatorias de compra; y iii) altos riesgos de contraparte y costos de transacción en encontrar y retener clientes de alta calidad crediticia, dada la heterogeneidad de la demanda colombiana, por lo cual algunos generadores prefieren un sistema bilateral de contratos en el cual no hay presiones por la innovación;

- ❑ El esquema colombiano de solidaridad a través de subsidios cruzados no es la mejor solución para el problema de garantizar el acceso de los hogares de menores ingresos al servicio de energía eléctrica. De hecho, este es un expediente altamente utilizado en Colombia para financiar esquemas de solidaridad en sectores tan variados como la salud, las pensiones y los servicios públicos, con nefastas consecuencias sobre la

competitividad, el mercado laboral y la equidad. Adicionalmente, la herramienta utilizada para su focalización (el estrato) no mide bien la pobreza y está sujeto a errores de inclusión, exclusión y manipulación por las administraciones municipales. Como se discute en el Capítulo 6, la combinación de cambios de composición relativa de los estratos², la manipulación del esquema para que algunos usuarios no paguen y/o reciban ilegalmente subsidios, o la salida de transacciones por fuera del mercado mayorista de electricidad pueden conducir a la inviabilidad del esquema de solidaridad y revertir en el Estado, es decir, en el contribuyente;

- Los desarrollos posteriores de la regulación son ambiguos con respecto a la mejora del clima de negocios. El estilo regulatorio es pesado (*"heavy-handed"*). La regulación por incentivos, que se preocupa de resultados y no de medios o procesos, ha cedido paso a la especificación detallada de normas técnicas, de contabilidad regulatoria y de reglas que modifican la remuneración de las firmas. Ese estilo regulatorio sustituye imperfectamente la solución de problemas, porque genera desconfianza regulatoria en los incentivos y en los mecanismos de mercado. La superposición de normas para resultados con las normas para procesos y restricciones a la remuneración genera contradicciones conceptuales, disminuye la transparencia y genera consecuencias no anticipadas. Más básicamente, se está recurriendo cada vez más a mecanismos de "comando y control" para decisiones que tienen soluciones de mercado. El regulador favorece el uso de subastas centralizadas para ingresar nueva

² La Ley 142 o Régimen de Servicios Públicos Domiciliarios de 1994 ratifica la estratificación socioeconómica como el indicador para fijar las tarifas. La estratificación adoptada en los distintos municipios del país incluye variables relacionadas con las características de las viviendas y su entorno. Se utilizan ocho variables: i) existencia de viviendas en el lado de la manzana con entrada principal; ii) tipo de vías de acceso sobre la calle; iii) presencia de focos de contaminación en el lado de la manzana o frente a esa; iv) predominio de andenes en el lado de la manzana de viviendas sin andenes, con andenes pero sin zona verde o ambos; v) predominio de viviendas en el lado de la manzana sin antejardín; vi) presencia de viviendas sin garajes en el lado de la manzana; vii) material de las fachadas en el lado de la manzana; y viii) tipo de material de la puerta principal.

capacidad al sistema y para comercializar la energía, ambas convocadas por iniciativa pública. Esas iniciativas son útiles para las transacciones de bienes únicos, pero probablemente no tanto para resolver los problemas de adaptación frecuente que se presentan en los mercados eléctricos en respuesta a choques a los fundamentales.

Así, aunque el nuevo modelo es susceptible de mejorar, es claro que el esfuerzo ha sido exitoso. Con el análisis detallado en el estudio general, se concluye que se han introducido avances y resultados positivos que hacen que el sistema colombiano actual ofrezca mayor confiabilidad y una mejor calidad.

CAPÍTULO TRES

Comportamiento de los precios de electricidad en el mercado mayorista: ¿qué dice la evidencia?

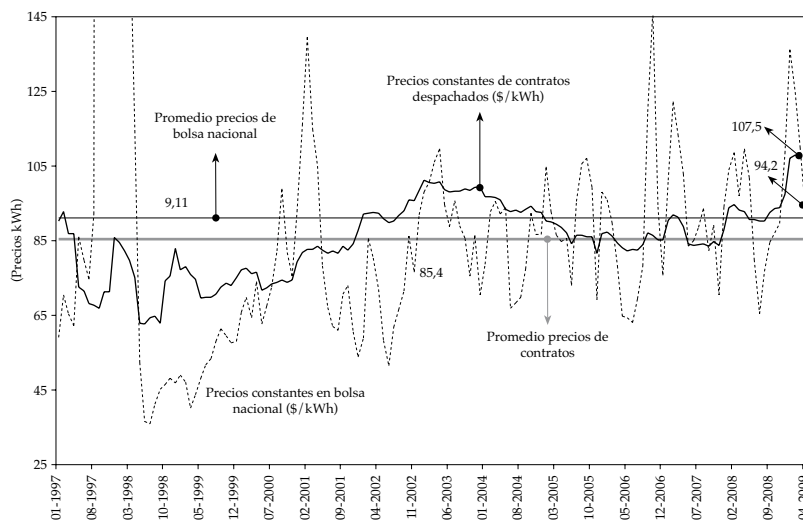
1. Nivel y volatilidad de precios de bolsa y contratos

El Gráfico 1 muestra la evolución de los precios de bolsa y de contratos en el mercado eléctrico colombiano desde 1997 hasta abril de 2009 a precios constantes de 2009, y su promedio a lo largo del período. La principal conclusión que se desprende de ese gráfico es que ninguna de las series muestra una tendencia detectable en el largo plazo³. Aunque han existido períodos de precios muy por debajo del promedio (1998-2003), que, como se verá más adelante, reflejaron la evolución de los fundamentales, en el último año es clara la presencia de un crecimiento importante de los precios, especialmente los de los contratos (esa misma tendencia parece revertirse en los últimos meses en los de bolsa). Así, en el último período, la mayoría del tiempo, los precios se ubican por encima del promedio. Es importante anotar que al analizar el comportamiento interanual del precio de bolsa o cambiando el inicio del período (dejando de lado los años del Niño 1997-1998), tampoco se encuentra ninguna tendencia en el largo plazo y la dispersión permanece igual a la señalada en el gráfico.

En pesos constantes de 2009, los precios de contratos sufren un cambio de nivel al inicio de cada año y un consiguiente aumento de volatilidad. Ese salto, explicado por los patrones de contratación, es particularmente notorio en 2009. En cuanto a la volatilidad de los precios de bolsa, ésta es particularmente alta en los períodos de transición entre estaciones (invierno y verano) y varía de acuerdo a la evolución anual de los fundamentos. La volatilidad observada en el segundo semestre de 2008 es notoria y, sin

³ Este resultado es cierto usando como deflactor tanto el IPC como el IPP.

Gráfico 1. Evolución de precios de bolsa y de contratos despachados 1997-2009*



* Los gráficos contienen precios constantes a abril de 2009.

Fuente: XM.

duda, mayor que en los períodos anteriores. La supervisión del mercado mayorista podría examinar con detalle el grado en que este fenómeno se debe al aprendizaje y cambio de comportamiento de los generadores con la introducción del cargo por confiabilidad, ante la expectativa de que se ejerzan las obligaciones de entrega de energía firme (Recuadro 1).

1.1. Fundamentales: relación con los precios y su evolución

A continuación se describen los factores que explican la evolución de los precios. Estos resultados surgen de análisis estadísticos, tanto descriptivos como rigurosos, que se encuentran en el Capítulo 3 del estudio general.

- Existe una natural correspondencia entre los precios de bolsa y la hidrología (medida por diferentes variables), por lo que la senda de precios refleja la periodicidad intra-anual de los inviernos y veranos. Esto muestra el

Recuadro 1. Cargo por confiabilidad: ¿qué es y cómo funciona?

Tras diez años de aplicación ininterrumpida del Cargo por Capacidad, la CREG diseñó un nuevo esquema para garantizar un ingreso mínimo y así asegurar la inversión requerida para la expansión de la capacidad de generación. El nuevo esquema se basa en un mecanismo de mercado y se denomina Cargo por Confiabilidad. Entró en vigencia desde el primero de diciembre de 2006. Uno de los componentes esenciales del nuevo esquema es la existencia de las Obligaciones de Energía Firme (OEF), que corresponden a un compromiso de los generadores respaldado por activos de generación capaces de producir energía firme durante condiciones críticas de abastecimiento. Para estos propósitos, se subastan entre los generadores las OEF que se requieren para cubrir la demanda del Sistema. El generador al que se le asigna una OEF recibe una remuneración conocida y estable durante un plazo determinado, y se compromete a entregar determinada cantidad de energía cuando el precio de bolsa supera un umbral previamente establecido por la CREG (precio de escasez). Esa remuneración es liquidada y recaudada por el ASIC y pagada por los usuarios del sistema interconectado, a través de las tarifas que cobran los comercializadores. Las OEF del nuevo Cargo por Confiabilidad establecen un vínculo jurídico entre la demanda del Mercado de Energía Mayorista (MEM) y los generadores, que permite, tanto a generadores como a usuarios del sistema, obtener los beneficios derivados de un mecanismo estable en el largo plazo y que da señales e incentivos para la inversión en nuevos recursos de generación, garantizando de esta forma el suministro de energía eléctrica necesario para el crecimiento del país.

La sustitución del anterior cargo por capacidad por un mecanismo de subasta para otorgar un cargo por confiabilidad igual a la prima de la opción por generar energía firme tiene tres características: i) resuelve problemas de definición del producto (ahora se compete por suministrar "energía firme", antes se asignaba por potencia en condiciones de sequía); ii) introduce competencia por servir tal energía firme al menor costo posible; y iii) introduce una señal positiva para incentivar la introducción de nueva capacidad. Sin embargo, esas mejoras de consistencia tienen algunos costos e introduce incentivos que aún están por evaluar, tal como se discute en otro capítulo de este documento.

hecho que en la generación hidráulica el costo de oportunidad del agua es la variable fundamental para determinar el precio. Las condiciones particularmente húmedas de 2008 hacen que el comportamiento de los precios (de bolsa y contratos) en ese año sea bastante llamativo, ya que estos crecen más de lo que se esperaría;

- Si bien el período fue excepcionalmente húmedo, las características del fenómeno de la Niña hacen que esa humedad no esté uniformemente distribuida. En la región oriental, por ejemplo, los aportes de agua no fueron superiores a los de 2007. Además, las diferencias en duración y frecuencia de estación seca impiden sacar conclusiones con base en los agregados generales. Sin embargo, es claro que en 2008 hubo un nivel relativamente alto de vertimientos, que estuvieron concentrados en el occidente del país. Ellos representaron el 7% de la demanda de ese año. Estos vertimientos no implican que el costo de oportunidad del agua cae a cero, sino, más bien, que otros factores como las expectativas y el nivel de acumulación entran a jugar un papel importante en determinados momentos;
- El margen de reserva (diferencia entre capacidad -oferta- y demanda), como era de esperarse, tiene un impacto sustancial en la evolución de los precios. Esta variable creció entre 1996 y 2001 y a partir de este año empezó a disminuir por el crecimiento más dinámico de la demanda y el relativo estancamiento de la capacidad (oferta). Los precios siguen muy de cerca ese comportamiento. En efecto, la demanda ha crecido ininterrumpidamente, en presencia de una oferta constante desde 2004, apretando el mercado y convirtiéndolo en un mercado de vendedores (los gráficos y análisis detallados se encuentran en el estudio general). El sistema no recibirá nuevas entradas de generación hasta 2011;
- Varios determinantes del precio de bolsa están denominados en dólares de los Estados Unidos (USD) (precio regulado del gas natural, CERE, Precio de Escasez, precio del *Fuel Oil*, gas natural y PE), lo que hace que la tasa de cambio se convierta en un determinante fundamental del precio de

generación, especialmente la térmica. Por ejemplo, una situación de precios altos de combustible y devaluación, como la observada entre agosto 2008 y febrero 2009, presiona al alza los precios finales de la energía;

- El precio del combustible para las generadoras térmicas (en particular el gas) es un determinante importante. Recientemente ha existido incertidumbre acerca de los precios y disponibilidad futura del combustible. La terminación de contratos de gas en 2009, junto con el incierto desarrollo del precio internacional, dificultaron la estimación de los costos futuros para los generadores hidráulicos, con un impacto importante sobre sus ofertas de precio;
- A pesar de su poco peso en el total de capacidad de generación, la generación térmica ejerce una influencia bastante marcada en el precio total, especialmente cuando se necesita para re-establecer el balance del sistema o para completar la demanda.

Los análisis econométricos confirmaron que el precio de bolsa está, en gran parte, explicado por las variables fundamentales del mercado de energía mayorista, que se acaban de describir. Algunas variables de regulación (la resolución 119 y el cargo por confiabilidad, por ejemplo) también parecen tener un efecto no despreciable. Adicionalmente, se observa que el precio de bolsa del día anterior es un determinante clave del precio de bolsa corriente, mostrando que gran parte de la formación del precio depende de las expectativas de los generadores. Estos hallazgos son importantes porque muestran un mercado en el que, aparentemente, los precios responden de manera cercana a los fundamentales. Es decir, un mercado que funciona relativamente bien.

1.2. Aspectos Específicos (idiosincrasias): impacto en los precios

Durante 2007, 2008 y principios de 2009 se implantaron o pusieron en marcha algunos ajustes a la regulación. Ellos pueden clasificarse en tres clases. Los que afectan directamente los costos de la componente regu-

lada del sistema, como son la implantación de la Resolución 119 de 2007 y las áreas de distribución (ADD), aquellos que afectan de alguna manera el funcionamiento del MEM durante el período y otros cuya incidencia se observará en el futuro. Los analizados en el estudio fueron los del primer tipo. Desde el punto de vista del precio de bolsa, el cambio en la regulación más importante se refiere al establecimiento, a partir de diciembre del 2006, del Cargo por Confiabilidad. Los demás cambios que afectan al MEM fueron adoptados durante 2008 buscando disminuir la capacidad de ejercer poder de mercado (algunos de ellos se discuten en detalle en el Capítulo 9).

El establecimiento del Cargo de Confiabilidad implica un cambio de reglas importante, al que los generadores tienen que ajustarse cambiando sus patrones de oferta de precios. A cambio de una predictibilidad en el ingreso mínimo, los generadores se comprometen a ofertar sus obligaciones de energía firme al precio de escasez. Cabe examinar si la alta volatilidad observada en el precio de bolsa a finales de 2008 corresponde, en parte, a la conjunción de la entrada en vigencia del cargo por confiabilidad y la expectativa de reducción de aportes hidrológicos.

Por otra parte, si bien ni la demanda máxima ni la disponibilidad promedio subieron con respecto a 2007, se observaron en algunos días disponibilidades comerciales bajas. La CREG modificó la reglamentación del Cargo por Confiabilidad para evitar incentivos perversos que pudiera contener. No obstante, la disponibilidad comercial promedio mensual no se comportó de manera diferente a los años anteriores. En cuanto al sistema de ofertas, los generadores térmicos explican los altos costos de sus ofertas, que incluyen costos de arranque y parada, basándose en un despacho errático en condiciones hidrológicas anormales y en períodos de transición climática.

1.3. Potencial de comportamientos anticompetitivos

El Comité de Seguimiento al Mercado Mayorista (CSMEM), creado por la Superintendencia de Servicios Públicos (SSPD), ha efectuado un seguimiento a los indicadores del mercado, que lo llevaron a expresar su creencia en la existencia de un posible comportamiento anticompetitivo por parte de

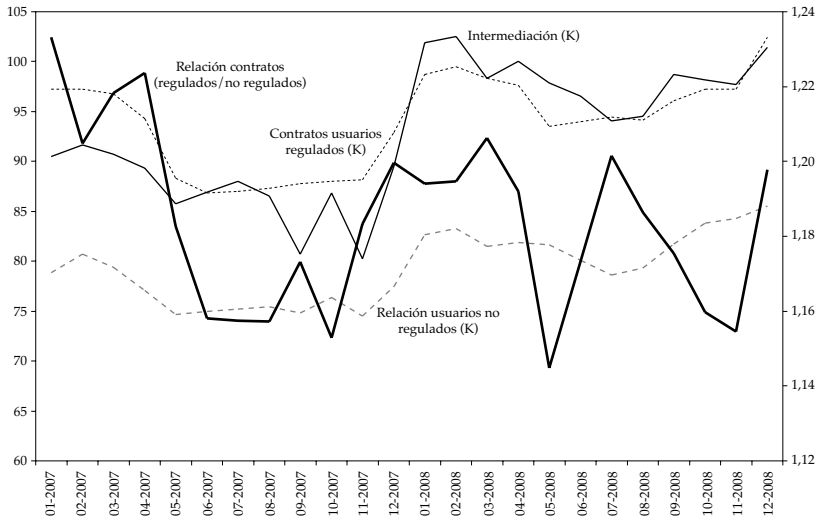
algunos generadores, dada la concentración importante del mercado colombiano. Las discusiones del equipo de FEDESARROLLO con el Comité permitieron identificar que algunos de sus informes son susceptibles de mejorar. Por ejemplo, algunos de los indicadores que producen pueden contener errores de cálculo. Adicionalmente, se debe tener en cuenta que el nivel de contratación en el MEM es relativamente alto (cerca del 80% de la energía generada), aunque no toda contratada a precios fijos. Esto, en principio, sería incompatible con un ejercicio notorio del poder de mercado.

Aunque existen episodios de bolsa que no tienen una explicación clara, FEDESARROLLO considera que los hechos examinados no permiten singularizar comportamientos que atenten contra la competencia. Los cambios de muchos de los fundamentales en la segunda mitad del año 2008, como se mostró, son consistentes con incrementos de precios y las expectativas de escasez no se habían disipado en ese momento. Sin embargo, el hecho de no poder identificar eventos específicos de abuso del poder de mercado, no quiere decir que éste no se presente en ciertas circunstancias. Por eso, lo importante es que deben expandirse las capacidades analíticas de la función de supervisión, para determinar cuáles de las sospechas tienen fundamento efectivo o cuáles son, tan sólo, juicios de valor. Los capítulos 3 y 9 tratan este tema en bastante detalle.

1.4. Mercado de contratos

Es un hecho que el mercado de contratos, más allá del puramente bilateral, no es funcional. Existen diferencias sustanciales entre los precios de los mercados regulado y no regulado, tal y cómo se aprecia en el Gráfico 2. Las diferencias entre los precios de contratos en esos mercados se explican, en gran parte, por las divergencias en las curvas de carga entre ambos sectores. En efecto, el factor de carga para el mercado no regulado (sector industrial) es bastante más alto que en mercado regulado, lo que se traduce en precios diferentes para ambos sectores. Sin embargo, llama la atención que, desde enero de 1998 hasta la fecha, el cociente entre precios de los contratos con clientes regulados y no regulados es irregular y cíclico. Se puede identificar que los contratos de los regulados se encarecen más en enero.

Gráfico 2. Precios de contratos por destino 1997-2008



Fuente: XM.

Las expectativas de la evolución de los precios futuros y la incertidumbre en el momento de contratar tienen más poder para explicar los precios de los contratos que la realización de tales expectativas. La incertidumbre reinante sobre la propuesta de contratación en el mercado regulado (Mercado Organizado Regulado (MOR)), la disponibilidad del gas natural y la hidrología afectaron los precios de los contratos y obligan a mantener un volumen importante de ventas en la bolsa. Esto pone en evidencia que los precios de los contratos que negociaron los generadores incorporaban las expectativas de los precios de bolsa para 2009 (esto lo corrobora el análisis econométrico realizado en el estudio). Esas expectativas estuvieron afectadas, entre otras, por la probabilidad de ocurrencia de un Niño, combinada con la certeza de las limitaciones en el transporte de gas. Es posible, aunque no probado, que los generadores verticalmente integrados hayan aprovechado el interregno con el MOR para aumentar sus contrataciones y/o precios con sus filiales. Por su parte, los Usuarios No Regulados (UNR) se quejan de la falta de respuesta a sus convocatorias de compra. Los precios de los

contratos, y su disponibilidad, se han visto afectados por la evolución de los precios de bolsa (es decir, su nivel más alto que el promedio) que, junto con la hidrología, han hecho que el análisis de optimización y de riesgos por parte de algunos generadores arroje mayores precios promedio para sus contratos y menor disponibilidad a contratar.

En este mismo sentido, hay una inmensa diversidad de modalidades contractuales bilaterales, de escasa liquidez, y con términos de muy corto plazo (muchos de ellos con duraciones de un año). El sistema está contratado en cerca de un 85% hasta finales de 2010, con precios que se estiman muy superiores a los vigentes en 2008 (descontando el alza de los veranos). La ausencia de liquidez en productos estándar a diferentes plazos se traduce en dificultades de gestión de riesgo, lo cual, en presencia de mayor incertidumbre, se traduce en precios más altos. En todos los mercados de energía existe una correlación alta entre precios y cantidades, lo que aumenta el valor en riesgo de los agentes que deben atender obligatoriamente la demanda. El valor en riesgo de los generadores hidráulicos puede ser ahora más alto a causa de las penalizaciones por incumplimiento de las obligaciones de entrega de energía firme, que no existían en el esquema previo.

Los ejercicios econométricos del estudio mostraron que el precio de los contratos se ve afectado por la hidrología, la tasa de cambio nominal, el precio de gas, cambios en regulación y, de manera importante, el precio de bolsa, corroborando lo que se acaba de anotar.

Un hecho clave es que la iliquidez de los contratos y la ausencia de una curva *forward* hacen que el precio de los contratos esté usualmente desadaptado. El establecimiento de un mercado de contratos funcional y la disponibilidad de instrumentos de cobertura de riesgo es, sin lugar a dudas, uno de los más importantes temas a tratar.

1.5. Precios de energía: ¿qué se puede esperar?

Las proyecciones del sistema de modelos estadísticos de FEDESARROLLO estiman un escenario base para el crecimiento del PIB en 2009 de 0,4%, lo que, si bien es un crecimiento bajo comparado con el ritmo sostenido observado durante el período 2003-2007, representa una cifra aceptable por el muy

adverso contexto internacional. Para 2010 se espera una ligera recuperación de la economía nacional, acorde con una mejora en las perspectivas de crecimiento externo. En el mediano plazo, se estima que el país va a recuperarse conforme mejora el panorama de la economía global, y contemplará una tasa de crecimiento promedio de 4,3% en el período 2011-2013.

Como se dijo antes, el análisis econométrico del precio de bolsa indica que su evolución está explicada, en gran parte, por las variables fundamentales del mercado de energía mayorista, por variables regulatorias y por el precio de bolsa pasado. Usando los resultados de las estimaciones, se puede inferir que en los próximos meses el precio de bolsa nacional podrá mantenerse elevado por las siguientes razones: i) la menor hidrología ocasionada por el fenómeno del niño, que ya es evidente; ii) el incremento de costos de generación por la ausencia o complicación de conseguir gas en firme, lo que se refuerza por la mayor preponderancia que tendrá la generación térmica en un escenario de sequía; iii) la dificultad para transportar el gas a algunas regiones; iv) la recuperación del crecimiento económico que animará la demanda de energía; y iv) la ausencia de nueva capacidad de generación en el futuro cercano. La única variable que podría atenuar la presión sobre los precios de la energía es la tasa de cambio que continúa descendiendo. Sin embargo, su comportamiento a futuro es bastante incierto. De hecho, dado el contexto de escasez de agua, combinado con problemas asociados a la disponibilidad de combustible, la elevación del precio de bolsa se constituye en una alternativa al racionamiento del servicio. Es decir, el mercado tenderá a corregirse por este camino. Sin embargo, si se incrementa la disponibilidad de generación en el mediano plazo, las estimaciones muestran que se pueden más que contrarrestar los efectos de corto plazo ocasionados por la hidrología y el precio del gas.

CAPÍTULO CUATRO

Evolución de los precios de electricidad en el mercado regulado

Con respecto al resto de componentes de la cadena de valor (uso del Sistema de Transmisión Nacional, costos de comercialización, contribuciones a CREG y SSPD, garantías, operación del sistema, costos de pérdidas eficientes, transporte de pérdidas eficientes, atentados, mantenimientos y generación fuera de mérito), y de acuerdo con la Resolución CREG 119 de 2007, se encuentran diferentes hechos. Primero, en el período analizado (1998 - 2009) se ve un aumento generalizado en los precios unitarios a todos los niveles de tensión, excluyendo generación (valores constantes de 2009 sin pérdidas) para las distribuidoras más grandes (Empresas Públicas de Medellín EPM, CODENSA, Empresa de Energía del Pacífico EPSA, Central Hidroeléctrica de Caldas CHEC, Electrificadora del Caribe ECARIBE), a una velocidad que supera el Índice de precios al consumidor (IPC) (o el índice de precios al Productor IPP), a partir de 2003. El análisis realizado muestra que el componente de generación no ha crecido tanto como los otros. Los mayores incrementos provienen de la transmisión, distribución y la comercialización (en diferentes períodos). El mayor impacto proviene de los cambios en la regulación relacionada con esos componentes. Por su parte, en el componente de generación se observa un incremento de precios a finales de 2008 consistente con los hechos que se describieron en la sección anterior.

Sin embargo, los aumentos de 2007 y 2008 están dominados por la unificación de tarifas de mercados regionales y/o por las modificaciones introducidas en la Resolución 119 de 2007 para el traslado de los costos de generación y otros, así como modificaciones al cargo de comercialización.

CAPÍTULO CINCO

Los precios de la electricidad y la competitividad: evidencia internacional, uso de los factores e intensidad

Después de hacer un ejercicio comparativo entre algunos países de la región, se deduce que el modelo colombiano es capaz de producir precios en el mercado mayorista de generación que, en promedio, son inferiores a los costos equivalentes de Perú, Ecuador, Chile-SIC y México. El modelo colombiano también produce costos inferiores (con impuestos) que el costo final de Brasil y Chile-SING. El ítem que más afecta los resultados de Colombia son los impuestos, cuya reforma es un tema importante a futuro y que se discute detenidamente en el estudio.

También es evidente, al inspeccionar el Cuadro 1, que i) el promedio de Colombia en el componente de generación sólo se ubica por encima de Argentina; ii) los componentes de Transmisión, Distribución y Otros

Cuadro 1. Precios energía eléctrica a diciembre de 2008 (cUS\$-kWh)

País	Generación	Transmisión	Distribución	Otros	Impuestos	Total	TDC*
Argentina	2,89	0,03	0,41	0,89	0,83	5,04	3.475,8
Ecuador	4,59	0,47	3,17		0,82	9,05	1,0
Perú	4,79	0,23	1,47		0,00	6,49	3.114,5
Chile sic**	8,61		0,27		0,00	8,88	650,05
Chile SING**	8,95		3,39		0,00	12,34	650,05
México	7,15		1,61		0,00	8,78	13.424
Colombia promedio	4,32	1,02	0,75	2,30	1,80	10,19	2.256,3
Colombia Codensa	4,13	1,02	0,74	1,93	1,68	9,50	2.256,3
Colombia EPM	4,01	1,02	0,74	1,48	1,56	8,80	2.256,3
Colombia Costa***	5,24	1,00	0,92	1,56	1,87	10,58	1.897,5

* Tasa de Cambio moneda local por dólar.

** SIC: Sistema Interconectado Central. SING: Sistema Interconectado Norte Grande.

*** Colombia Costa: ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. ESP (costa atlántica+ costa Caribe) febrero 2008.

Fuente: cálculos de los autores.

son más altos en Colombia que en el resto de la muestra; y iii) de manera importante, la carga impositiva en Colombia es mucho más alta que en el resto de la muestra. De hecho, si no fuera por este componente, la tarifa total colombiana sería más baja que la de México y Ecuador y muy similar a la de Perú.

El Cuadro 2 presenta la misma información, pero incluyendo más países que no hicieron parte del Cuadro 1 dado que no fue posible desagregar la información. En particular, se incluyen Brasil y Venezuela. Las conclusiones son muy similares a las que se acaban de discutir, pero notando que Brasil muestra un valor similar al de Colombia y Venezuela uno muy bajo. Esto último es el resultado de la presencia de numerosos subsidios y, adicionalmente, corresponde a un servicio que es percibido como de pésima calidad por los empresarios. No obstante, en agosto de 2009, Brasil muestra una tarifa de 235 reales, que a una tasa de cambio promedio de 1,87 reales por

Cuadro 2. Tarifas de electricidad en varios países, 2008*

País	Total	TDC
Argentina	5,05	3,4758
Perú	6,50	3,1145
Brasil	9,47	2,3396
Chile SIC	8,88	650,05
Chile SING	12,34	650,05
Venezuela Guyana**	2,68	2150
Venezuela General**	3,14	2150
México	8,78	13,424
Ecuador***	9,05	1
Estados Unidos	6,88	1
Colombia promedio	10,19	2256,3
Colombia Codensa	9,50	2256,3
Colombia EPM	8,80	2256,3
Colombia Costa**	10,58	1897,5

* Para Colombia la fuente es el SUI. Esta tarifa indica el precio que se cobraría al nivel 4 de tensión con tarifas reguladas. Sin embargo, los precios del mercado no regulado fueron menores en diciembre de 2008.

** Los datos disponibles para Venezuela son de 2007.

*** Datos de Ecuador a enero de 2009.

Fuente: cálculos de los autores.

dólar, corresponde a US\$ 12,5 centavos, un incremento significativo (31%), cuando se compara con el de Colombia.

El bien "kWh de energía" en cada país es un producto diferenciado por i) el mecanismo de formación de precios de producción (mercado o procedimientos administrados); ii) las diferencias en dotación y costos de recursos de producción (abundancia o ausencia de hidroelectricidad, costos de importaciones de combustibles); iii) las distancias entre centrales y centros de consumo; iv) la organización industrial y regulación de transmisión y distribución; v) la regulación de calidad; vi) las políticas de subsidios a los energéticos y su nivel de cobertura; vii) el régimen fiscal; y ix) la recuperación de rezagos históricos en inversión. Es decir, la comparación de precios esconde grandes diferencias tanto de calidad, como de confiabilidad que, en algún momento, terminarán repercutiendo ya sea sobre la competitividad o sobre los precios, o sobre ambos. En este sentido, al comparar la calidad de la energía eléctrica, evaluada por los empresarios de cada país según la encuesta de opinión empresarial del Foro Económico Mundial (FEM), Colombia solamente es superada en la región por Costa Rica, Chile y Uruguay. De hecho, tiene una calificación superior al promedio de toda la muestra (se ubica en el puesto 56 entre 115 países, con una calificación de 5,1 sobre 7). Es decir, el costo de la energía eléctrica en Colombia refleja el pago por un servicio de buena calidad, que, en todo caso, es bastante superior al ofrecido por países como Venezuela o Argentina.

Así mismo, se realizó un ejercicio para determinar la importancia relativa de los factores de producción -capital, trabajo, materias primas (sin energía eléctrica) y energía eléctrica- dentro del total de los costos de la industria de Brasil, Chile, Colombia y México, para el período 2000-2006, según la disponibilidad de datos. En ninguno de los países la participación del consumo de energía eléctrica dentro del costo total es mayor al 10% para la industria agregada. Es importante resaltar que, en parte, esta baja participación se debe a que se utilizaron los datos de las encuestas manufactureras a cuatro dígitos de la Clasificación Industrial Internacional Uniforme-CIIU. Así, la participación de la electricidad en los costos de algunas industrias más desagregadas es bastante mayor al número que se reporta acá (por ejemplo gases y oxígenos). Adicionalmente, los secto-

res intensivos en energía eléctrica de la industria colombiana tienen una menor participación del costo de la energía eléctrica dentro del costo total de materias primas, en comparación con lo observado en Brasil, Chile y México⁴. Sin embargo, la baja participación de la energía eléctrica dentro de los costos totales es preocupante, ya que existe una clara relación positiva entre el nivel de desarrollo de los países y el uso de energía eléctrica por parte de su sector manufacturero.

Para observar el comportamiento de la energía eléctrica de forma más detallada, se construyó la relación entre el costo de la energía y el costo de las materias primas. Brasil es el país que presenta la relación más alta, México la más baja y Colombia muestra cifras intermedias. Para el caso colombiano la industria de materiales metálicos básicos es la más intensiva en el uso de energía eléctrica (Recuadro 2).

⁴ Sin embargo, para el caso colombiano cuando se tiene en cuenta el sector minero (níquel), se observa que la energía eléctrica constituye más del 30% de los costos de producción. Por otro lado cálculos realizados por la ANDI muestran que usando la EAM de 2006, precios para usuarios no regulados publicados por XM y precios para el mercado regulado publicado por la SSPD, la tarifa promedio en 2006 para el UNR fue de 200\$/kWh que la reciben 3.600 empresas, mientras que las demás (75.000) reciben la tarifa regulada, que para 2006 fue cercana a 300\$/kWh. Suponiendo por efectos prácticos que todos reciben la mejor tarifa (es decir, la tarifa no regulada) y utilizando la EAM, que se realiza con el promedio industrial de los 7.257 establecimientos encuestados, el porcentaje de la energía dentro de los insumos es del 4%.

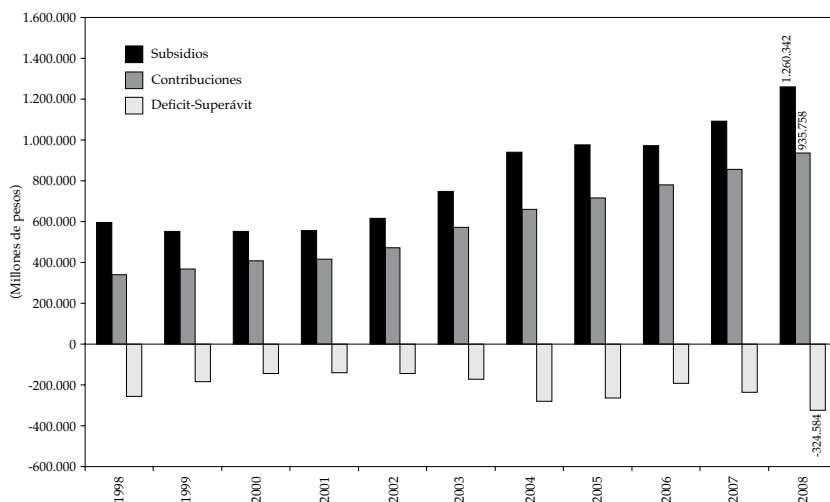
**Recuadro 2. Los precios de energía y la competitividad:
efectos negativos por las contribuciones**

Es claro que los precios de generación en el mercado mayorista (bolsa) reflejan el comportamiento y la evolución de los fundamentales del mercado. Es decir, el aporte de agua, la demanda, la oferta, los precios de los insumos, la tasa de cambio, las expectativas de los generadores, entre los más importantes, son los determinantes fundamentales de la evolución de los precios de bolsa. Así las cosas, es claro que la formación de esos precios se puede considerar como "eficiente", desde el punto de vista del funcionamiento del mercado mayorista. Sin embargo, el precio al usuario final no es tan competitivo por problemas asociados a la existencia de contribuciones e impuestos muy altos en el sector, y por algunas decisiones de la regulación que han afectado a otros componentes de la cadena, especialmente transmisión, distribución y comercialización. Ese hecho (la falta de competitividad de la tarifa final), está afectando negativamente las decisiones de nueva inversión, tanto doméstica como extranjera, en las actividades productivas intensivas en el uso de energía eléctrica, con un impacto negativo sobre la competitividad del país, no solo frente a nuestros principales competidores, sino con respecto a nuestros socios comerciales tan importantes como Estados Unidos. En conclusión, las distorsiones sobre el precio final implican que los proyectos de inversión que no se desarrollan se traducen necesariamente en empleo no generado y, probablemente, en menores exportaciones, con los impactos negativos que esto tiene sobre el crecimiento económico.

Subsidios cruzados, impuestos y contribuciones: ¿el camino correcto para lograr la equidad?

El esquema de solidaridad que funciona en Colombia, basado en subsidios cruzados, cumplió un papel fundamental en el logro de aumentos importantes de cobertura desde principios de los 90, especialmente entre los hogares más pobres. Este esquema se basa en que los hogares de más recursos, la industria y el comercio paguen un sobreprecio (20%) por la energía que consumen para subsidiar el consumo mínimo de los hogares más pobres (el presupuesto general de la nación también aporta). Sin embargo, en la actualidad se ha convertido en una carga muy onerosa para el sector industrial, que es responsable por cerca de la mitad de las contribuciones totales (\$500.000 millones en 2008). Esto hace que se reduzca la competitividad del sector manufacturero, lo cual es grave ya que éste produce bienes transables. Es decir, se afecta la competitividad de las exportaciones colombianas, el crecimiento de la productividad y, por esta vía, el crecimiento de la economía colombiana en el mediano y largo plazo. Este esquema no es más que otra muestra del muy utilizado expediente de los subsidios cruzados en Colombia, que se utiliza en salud, pensiones, otros servicios sociales y servicios públicos, entre los más importantes. Es claro que ese expediente está mostrando graves resultados negativos, relacionados con insostenibilidad financiera e impactos negativos sobre otros sectores.

En efecto, la sostenibilidad financiera del esquema está en entredicho por varios problemas, entre los que se destacan i) la pobre focalización del subsidio por fallas en el instrumento (el estrato); ii) la exagerada generosidad de algunos de sus parámetros (por ejemplo, el nivel mínimo de consumo o el consumo de subsistencia); y iii) las restricciones al incremento de las tarifas de los estratos uno y dos establecida en la ley. El Gráfico 3 muestra la evolución del balance entre subsidios y contribuciones. Se puede ver que el déficit ha ido aumentando a lo largo del tiempo, llegando a representar 325 mil millones de pesos en 2008.

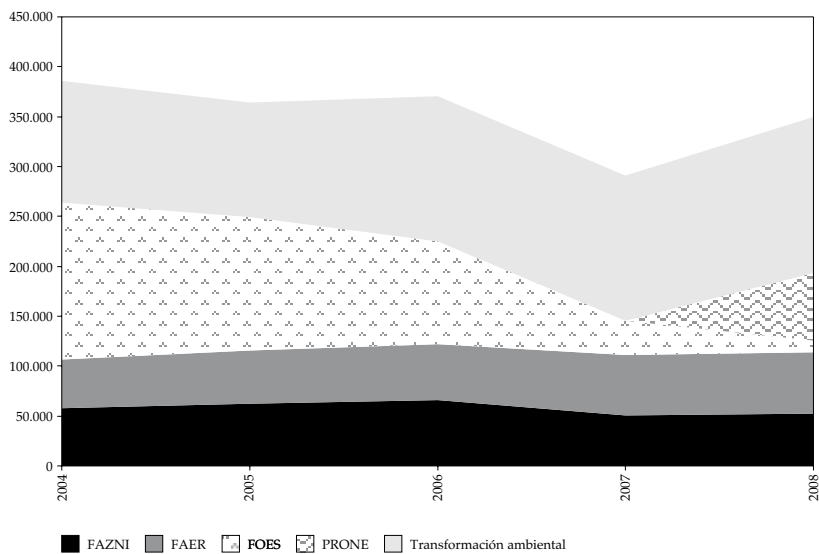
Gráfico 3. Subsidios y contribuciones 1998-2008

Fuente: DNP.

En general, en la actualidad existen una serie de contribuciones a lo largo de la cadena de producción de la energía eléctrica que distorsionan las tarifas y que pueden encarecer el precio para el consumidor no regulado en un poco más del 24% del verdadero costo de la energía. Por esto, es importante evaluar el sistema de solidaridad bajo el cual se rige el sector eléctrico colombiano y analizar la evolución de las demás contribuciones: FAZNI, FAER, FOES, PRONE y la contribución ambiental (que ha aumentando significativamente). En el Gráfico 4 se presenta su evolución.

Como se verá más adelante en este capítulo y en el capítulo 6 del estudio general, la propuesta de FEDESARROLLO plantea que, en el largo plazo, el esquema sea totalmente reemplazado por solidaridad a través del Presupuesto General de la Nación. Sin embargo, la reforma debe empezar por el sector industrial dejando de contribuir el 20%, seguido por el sector comercio. Esto debe estar acompañado por una mejora en la focalización. Así, se propone que el estrato 3 deje de recibir subsidios y el estrato 4 comience a contribuir. Se muestra, usando varios ejercicios, que el impacto financiero de esta reforma no es alto y que traería enormes ganancias.

Gráfico 4. Contribuciones recaudadas 2004-2008



Fuente: XM.

El sector de gas natural y el sector eléctrico en Colombia: retos y problemas

En la actual estructura del mercado de gas, que es duopólica en producción y transporte, y hay un número pequeño de generadores que usan tal combustible, la aparición de un mercado de gas que funcione adecuadamente es menos plausible que en el mercado eléctrico.

La continuidad del abastecimiento es el reto de política energética y regulatoria más importante. Es claro que, en la actualidad, a pesar de que parece que existen reservas amplias, no hay oferta de gas en firme suficiente por problemas de sobre-regulación del mercado y concentración en la producción y transporte, entre los más importantes. Por el lado de la oferta, el país permanece todavía sub-explorado y las reservas de gas natural no han crecido a la misma velocidad de la demanda en la última década. Este hecho está claramente relacionado con la sobre-regulación, incluido el precio, que le quita atractivo a la inversión. Las debilidades del desarrollo del mercado de gas se miden por dos grandes ausencias: no existe el negocio de almacenamiento y no existe un mercado secundario de gas estructurado. El des-estímulo al gas natural y los problemas que surgen de la obligación de contratación firme de gas para acceder a los pagos de la prima del cargo por confiabilidad, tienden a aumentar el precio de generación. La inflexibilidad de esta exigencia hace que los generadores tengan un exceso de gas contratado y que busquen venderlo en el mercado secundario. La prohibición de reventa del gas no resuelve el problema. De hecho, podría agravarlo. Estos problemas son más graves si se tiene en cuenta que existen industrias altamente consumidoras de gas y de energía como materia prima, como la petroquímica y la de oxígenos.

Los generadores a gas enfrentan la obligación de construir un complejo paquete de contratos de compra a productores y de contratos de transporte, ambos con agentes distintos y usando negociaciones bilaterales. Esos enormes costos de transacción y la inflexibilidad de la contratación se complican por los mensajes de política pública. Las autoridades sectoriales de Colombia han expresado que no debe estimularse el consumo de gas

natural para generación eléctrica y que debe continuarse su uso y la política de precios acostumbrada en los sectores de consumo favorecidos por el Programa de Masificación del Gas Natural durante eventos de escasez. Con esos mensajes se ahuyenta a los grandes consumidores (incluyendo a los generadores eléctricos).

Uno de los principales problemas que enfrentan los generadores para acceder a oferta de gas en firme es la restricción a la oferta de ese combustible creada por la poca disponibilidad de redes de transporte adecuadas. Por esto, FEDESARROLLO, al analizar el papel de la política energética para aprovechar las oportunidades que permitan dinamizar la inversión y garantizar el abastecimiento de gas natural, se concentra en siete factores. Primero, el consumo mundial de gas natural más que se duplicará en los próximos 30 años. El gas natural pasará del 23% al 28% de la demanda total de energía primaria en el año 2030. Segundo, Colombia tiene oportunidades visibles de exportación a Norteamérica. Los desarrollos del gas natural licuado proveen la posibilidad de conexión al mercado mundial. Tercero, las inversiones internacionales en exploración se priorizarán por el valor esperado del volumen de rentas apropiables por los inversionistas privados. Cuarto, los nuevos recursos de gas que se descubran incorporarán la opción de venta a costo de oportunidad. El costo de oportunidad del gas natural se elevaría, siguiendo la dinámica del precio del petróleo. Quinto, el reconocimiento del costo de oportunidad a los productores y la inserción sin restricciones en los mercados internacionales de gas ampliará las reservas de gas en países con potencial geológico atractivo y facilitará su monetización. Sexto, la situación de multipolaridad de poderes mundiales, que se explica en parte por el crecimiento económico de países emergentes de gran tamaño, redundará en mayor demanda global de energía en todas sus formas. Una política de inserción en los mercados internacionales de gas natural traerá beneficios económicos a Colombia y aumentará la capacidad de negociación internacional del país. La restricción al uso y desarrollo del gas natural aumentaría el costo del abastecimiento energético doméstico y frenaría los ingresos por regalías. Por último, la creación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) es un positivo paso para dinamizar los hallazgos y sus contratos tienen incentivos fiscales razonables.

Estos contratos modernos se tropiezan con tres factores de contexto para atraer exploración en gran escala: el escaso tamaño del mercado local, las dificultades para exportar y la ausencia de precios atractivos.

Auto y cogeneración en Colombia: papel y restricciones

En los países desarrollados, la autogeneración, la cogeneración y la generación distribuida (denominadas colectivamente *autoproducción*) buscan i) reducir la dependencia de las importaciones de una sola fuente energética primaria o de una región; ii) impulsar el uso de energías renovables para disminuir la emisión de gases; o iii) acomodar las preferencias del público sobre la forma de expandir el sistema de potencia. Estas medidas se subsidian ahora por los contribuyentes. Anteriormente se financiaban por los consumidores, quienes sufragaban los mayores costos de la política.

Los países en desarrollo tienen prioridades diferentes. Deben subsidiar el consumo de electricidad de la población más pobre, que es grande. Esta restricción de equidad reduce drásticamente la posibilidad de promover la autoproducción de energías renovables, que tienen costos usualmente superiores a los de tecnologías convencionales. Cuando hay subsidios directos al consumidor se reducen los fondos fiscales disponibles ya que los contribuyentes no pueden, ni deben, pagar tarifas más altas, so pena de reducir su competitividad.

De manera realista, la autoproducción en países en desarrollo debería servir, ante todo, para aprovechar recursos y presionar el desempeño competitivo de la prestación existente, incluyendo los mecanismos de mercado. Los países que usan subsidios cruzados introducen una cuña de precios que puede volver atractiva la autoproducción con costos superiores a los precios promedio de los contratos del mercado mayorista. Pero si una cantidad importante de consumidores o generadores decidiera producir electricidad por fuera del mercado mayorista (lo cual es bastante improbable), el esquema de subsidios cruzados se volvería insostenible por la reducción de agentes que aportan al esquema y la oposición de los generadores remanentes. Las medidas para que la autoproducción sea una herramienta de ingreso de tecnologías de costo y talla eficientes y sirva de presión competitiva, dependen ante todo de transformaciones en el esquema

de subsidios y contribuciones, de la igualación de condiciones (tanto entre auto y cogeneradores, como de estos con los generadores "tradicionales") y de una adecuada regulación de los pagos por infraestructura de respaldo. Este es un problema que deben enfrentar DNP, el Ministerio de Hacienda y el Ministerio de Minas y Energía.

Los cogeneradores pueden vender sus excedentes a los comercializadores que venden para el mercado regulado, mientras que los auto-generadores no pueden vender sus excedentes. Ambos no pagan las contribuciones del 20% sobre sus consumos propios (Recuadro 3).

Recuadro 3. Características de la autogeneración en los países miembros de la Asociación Interamericana de Grandes Consumidores de Energía - INTERAME

Argentina: cuenta con la figura de auto-generador, la cual no puede ser inferior a 1MW y debe generar mínimo el 50% de la demanda anual. No hay límite superior en la capacidad instalada y puede vender todos los excedentes y comprar los faltantes en el mercado. Paga cargos fijos por la máxima potencia empleada anual y cargos por energía demandada real.

Brasil: permite la venta de excedentes, paga respaldo si está en el mismo sitio del consumo, de lo contrario paga los cargos por uso de la red.

Chile: no tiene límite a su capacidad instalada de los proyectos, puede colocar toda su energía excedentaria y pagar el respaldo a través de una negociación bilateral con las empresas generadoras o distribuidoras.

Ecuador: puede vender los excedentes, puede utilizar la red pública y no paga respaldo.

Uruguay: El auto-productor no puede vender en el mercado más del 50% de la energía anual generada, no paga respaldo y tienen algunos incentivos.

Fuente: ANDI.

Recomendaciones

Con base en los hallazgos que se acaban de reseñar, FEDESARROLLO hace algunas propuestas de política que buscan fortalecer el modelo actual de prestación del servicio de energía eléctrica. Estas recomendaciones siempre buscan mantener la confiabilidad del sistema, como activo fundamental de todos los colombianos, para que, dentro de ese contexto, se den mejoras en calidad y se obtengan precios competitivos y, probablemente, más estables, que sigan respondiendo a los fundamentales propios del mercado eléctrico.

1. Mantener el modelo actual de mercado regulado

No hay razones para retornar a un modelo como el que operaba antes de 1994, que ya demostró su incapacidad para generar resultados positivos en términos de calidad, confiabilidad, sostenibilidad financiera y precios. Tampoco existen condiciones para migrar a esquemas más descentralizados. Lo que se requiere es optimizar los mecanismos existentes, preservar la institucionalidad, adecuar donde se requiera la regulación y elevar la capacidad de vigilancia del mercado. Es importante entender que los mercados eléctricos sufren de problemas de competencia imperfecta y, adicionalmente, son incompletos porque la electricidad no se puede almacenar económicamente y por la necesidad de delegar en un operador una serie de decisiones que afectan a todos los participantes. Pero, ningún arreglo de mercado (ya sea centralizado o descentralizado) es perfecto. Por esto, la regulación también puede ser imperfecta. De hecho, la experiencia internacional ha demostrado que siempre debe ir ajustándose.

2. Simplificar la regulación

El sector de energía eléctrica está sobre-regulado y se recurre cada vez menos a la regulación por resultados. Se emiten normas detalladas sobre

procesos que pueden decidirse mejor por parte de las firmas, que tienen información y recursos que el regulador no puede conocer. El regulador debe pensar en desmontar el estilo complejo y de tipo “comando y control” de la regulación, que puede amenazar, en el mediano plazo, con minar la confianza de los inversionistas. El objetivo de cualquier clase de regulación debe ser mejorar la confiabilidad y la calidad del servicio. También, para el corto plazo, se considera que es urgente actuar en los siguientes campos específicos de la regulación:

- Se deben estudiar los cambios de comportamiento que aparecen con la reciente modificación a las reglas de juego por la introducción del cargo por confiabilidad, que es muy estricto en términos de contratos de gas en firme;

- Establecer la manera ideal de reconocer los costos de arranque y parada (CAP) en los precios (ver capítulo 9). Una manera de hacerlo sería basar los precios en costos incrementales, en lugar de costos marginales. Esto implicaría que los CAP se variabilicen sobre la energía producida por la planta mientras está en operación. De hecho, esto es lo que se hace en el sistema Nórdico. Valdría la pena explorar la sugerencia de Frank Wolak⁵, en la que se le asegura a las firmas, no a las plantas individuales, que en el caso de no recuperar los CAP se les reconoce la diferencia a través del cobro a la demanda de un servicio auxiliar, como se hace actualmente con el "*Automatic Generation Control (AGC)*". De esta manera, se mantendrían los precios de bolsa basados en costos variables marginales, más compatibles con un mercado centralizado como el colombiano⁶. Si se considera todo el portafolio de los generadores, en lugar de planta por planta, los valores a compensar serían menores y menor la distorsión.

⁵ Wolak comunicación personal.

⁶ En entrevista con los autores, la CREG argumentó que cobrar la diferencia por fuera de bolsa como el AGC no era viable en el corto plazo por razones procedimentales.

La nueva reglamentación que permite incorporar de manera explícita los costos de arranque y parada crea problemas cuya magnitud es necesario investigar para establecer el balance de costos y beneficios de la medida;

- ❑ Un ajuste de solución inmediata que tiene impacto en la eficiencia del mercado es la racionalización de las remuneraciones por fuera de mérito y restringidas por capacidad de transmisión;
- ❑ La CREG, mediante la Resolución 006 de 2009, introdujo restricciones en la información disponible a los participantes en el mercado (ver Capítulo 9). Mayor información permite a los participantes individuales tener una mejor planificación de sus operaciones, pero también facilita a los participantes la coordinación de su comportamiento, permitiendo potencialmente la colusión tácita. Así, la razón para restringir la información es dificultar esa colusión. Se debe tener en cuenta, sin embargo, que los participantes en el mercado, los más grandes, generalmente son capaces de obtener la información por varios métodos. No es, por tanto, claro qué tan efectivas sean las restricciones de información. Por esto, dada la importancia y potencial impacto de esta medida, debe evaluarse su efectividad en un período corto de tiempo, para identificar si, en efecto, sirvió sus propósitos o no. En particular y según el criterio del operador del mercado, las actuales restricciones limitan la capacidad de coordinar esfuerzos para hacer frente al Niño;
- ❑ En términos generales, es indispensable que el proceso de ajustes a la normativa sea predecible y tenga un norte definido.

3. Profundizar y fortalecer la vigilancia del mercado

Es claro que para que los beneficios que supone el modelo actual se hagan efectivos, el mercado debe funcionar de la manera más competitiva posible, dadas las restricciones que imponen las características de mercado imperfecto propias del sector eléctrico. Por eso, las autoridades pertinentes

deben proceder a fortalecer la vigilancia para prevenir el daño que algunos participantes experimentan a causa del ejercicio de poder de mercado. Ese esfuerzo, por parte de las autoridades sectoriales, debe ayudar a distinguir sospechas de realidades, preparándolas para identificar, si es que las hay, estrategias de manipulación no conspicuas. El enfoque actual de tratar de identificar y castigar el ejercicio unilateral de poder de mercado debe reemplazarse por la implantación de procedimientos que limiten el daño que otros participantes en el Mercado experimentan a causa del ejercicio de poder de Mercado y estimar la magnitud de ese daño con valores de referencia de precios competitivos. En estas condiciones, es claro que cualquier aumento en la concentración del mercado de generación incrementa los incentivos para ejercer poder de mercado. Adicionalmente, no hay duda que, debido al estrechamiento del margen de reserva, el mercado se volvió uno de vendedores, lo cual no cambiará mientras no entre capacidad adicional. Este hecho resalta la importancia de fortalecer, desde el punto de vista técnico, presupuestal y de herramientas prácticas la vigilancia del mercado. Para evitar choques innecesarios con los generadores con intervenciones permanentes, es deseable que los que realizan el seguimiento tengan experiencia de primera mano de cómo funciona la industria, de tal manera que puedan diferenciar entre operaciones normales y abuso de poder de mercado. Igualmente, los vigilantes deben mantener un papel puramente informativo y de recomendación a las autoridades competentes.

Con recursos suficientes, el CSMEM puede avanzar en la caracterización del patrón de cotización de cada planta y conjunto de plantas por generador, su relación con el nivel de contratación, las correlaciones de las ofertas con los fundamentos. También puede documentar y evaluar en profundidad eventos especiales del mercado mayorista y pedir explicaciones a los agentes cuyo comportamiento sea errático, conspicuo o esté desligado de los fundamentos. La prueba reina, en forma reducida, consiste en detectar la presencia de promedios multianuales de retornos extraordinarios y su relación con la evolución de los precios, de acuerdo al tipo de planta.

4. Avanzar agresivamente en la creación de mercados de contratos líquidos, estandarizados y de cobertura amplia

El mercado de contratos es ilíquido por diversas razones, incluyendo los costos de encontrar y retener a compradores de alta calidad crediticia. La ausencia de liquidez en productos estándar a diferentes plazos se traduce en dificultades de gestión del riesgo. Tener un mercado de contratos líquido tiene gran impacto en el nivel de competencia que enfrentan los generadores pequeños y medianos y en las posibilidades de los compradores pequeños y medianos a mejores precios, dado que tendrían más alternativas de compra y mayor transparencia. Con excepción de las recientemente establecidas subastas por energía firme, no existe en Colombia un mercado organizado de contratos. Los contratos de largo plazo se transan en forma bilateral entre generadores y comercializadores o clientes.

En este sentido, la electricidad es un flujo que debe consumirse en el instante de su producción. Las características de la oferta hacen poco útil el uso de mecanismos ilíquidos de tipo comprador único para propósitos de cobertura. Por eso, los mecanismos de subasta propuestos son poco útiles para formar expectativas y pueden desalinearse fácilmente por su escasa frecuencia de transacción y volatilidad. La señal de precios no sólo es estacional sino que presenta saltos, discontinuidades y regímenes de volatilidad claramente identificables en anticipación a la escasez hidrológica y a los cambios de reglas de cotización y publicidad. Los precios y las cantidades despachadas están correlacionados en la hora pico: los productores enfrentan no sólo riesgo de precios, sino de cantidades despachadas.

Lo anterior apunta a las siguientes tareas que deben impulsarse en el sector eléctrico: i) apoyar y profundizar las iniciativas en curso en torno a la creación de un mercado de contratos "*forward*", como primer paso hacia la creación de un mercado líquido de cobertura; ii) educar a los agentes y los compradores en el entendimiento cabal y el uso prudente de los instrumentos de cobertura; iii) ampliar los instrumentos de cobertura a opciones de compra y venta, con los cuáles se puedan construir opciones exóticas para cobertura de riesgos de cantidades y precios al tiempo; iv) estimular a los generadores térmicos a usar derivados para cobertura del

margen entre precio de bolsa y costo de compra de combustibles ("*spark*" y "*dark*" spreads para generadores a gas y a carbón, respectivamente); y (v) incentivar a los pequeños y medianos industriales a unir esfuerzos de comercialización que reduzcan los costos de comercialización.

En el sector de gas natural, se debe impulsar la creación de un mercado secundario de "*forwards*", opciones volumétricas flexibles ("*swing*"), almacenamiento, transporte y "*swaps*" físicos y financieros. La prueba de fuego de estos instrumentos radica en facilitar a los generadores a gas poder despacharse de manera menos inflexible y capturar mayor valor en cada unidad producida. La disponibilidad de estos instrumentos eliminaría la conversión obligada de los generadores en comercializadores a gas durante épocas en las que no van a ser despachados.

5. Revisar el diseño del MOR

Relacionado con el tema anterior, si bien el MOR es un intento de resolver el problema mencionado del mercado de contratos, no soluciona el tema de liquidez. El establecimiento de un comprador único, además de ser cuestionable en su legalidad, limita las oportunidades de manejo del riesgo de los participantes. Las dificultades o incentivos a no contratar tienen origen en parte en la regulación, pero también es posible que los usuarios no regulados adopten estrategias más sofisticadas de negociación y contratación, así como a una gestión integrada del uso de energía que mejore la eficiencia energética. Dadas las demoras experimentadas en la adopción del MOR y las dudas de carácter legal, FEDESARROLLO considera que es fundamental que la CREG convoque a una nueva discusión con la participación de reconocidos expertos internacionales, que permita adoptar un esquema viable y con un tratamiento adecuado de la transición. No es muy claro que el MOR constituya la mejor solución a un problema que es cierto. Tal vez, el reparo más serio a su diseño es que puede desplazar otras alternativas que podrían ofrecer mejores soluciones a los requerimientos de cobertura del mercado eléctrico. En esas condiciones, sería conveniente que la CREG reconsiderara el mecanismo adoptado y evaluara con más detalle los costos y beneficios de utilizar instrumentos disponibles en el mercado financiero,

como la Cámara de Compensación. Otra alternativa, si en todo caso se opta por seguir adelante con el MOR, es que se pruebe primero con una porción pequeña de la demanda (20 o 25% en vez de toda la demanda), con el fin de evaluar si todos estos interrogantes que se plantean son válidos o no (ver Capítulo 9 para una discusión detallada del tema).

6. Dar a la auto-producción igualdad de condiciones en el mercado

Todas las modalidades legales de generación deben competir en igualdad de condiciones con respecto a las contribuciones y a los pagos por infraestructura, incluyendo la de respaldo, dentro del mercado mayorista (o todos pagan o ninguno paga). La comparación se debe realizar sobre el mismo producto y entre agentes con las mismas características. Esto, en la práctica, quiere decir que los cogeneradores y los auto-generadores deben enfrentar igualdad de condiciones entre ellos y frente a los generadores tradicionales. Los excedentes deben tener el mismo tratamiento que la producción dentro del mercado mayorista. Se debe permitir que la autogeneración pueda vender sus excedentes a la red (para que quede en pie de igualdad con la cogeneración), eliminar las restricciones que impiden a toda forma de auto-producción transar con cualquier agente del mercado y usar métodos más simplificados de medición de los excedentes netos inyectados a la red.

Un punto fundamental de esta recomendación es que la venta de los excedentes se debe dar en igualdad de condiciones con generadores y cogeneradores y evitando que se beneficien indebidamente de la exención a la contribución (mientras persista esa distorsión). Aquí es importante mencionar que "igualdad de condiciones" no solo es el tema de las contribuciones, sino también se refiere al pago por la infraestructura de respaldo para la venta de los excedentes, que debe ser asumida por todos. En principio, FEDESARROLLO considera que el mejor camino a seguir es que este pago sea obligatorio para todos los que alguna vez piensen utilizar la infraestructura. Sin embargo, puede analizarse la experiencia de otros países, en los cuales los pagos por respaldo se negocian bilateralmente, para llegar a una conclusión sobre la bondad de estos esquemas. Un tema complejo es el de la autogeneración pura en lo que tiene que ver con esa "igualdad

de condiciones". FEDESARROLLO considera que esta última es primordial en el caso de venta de excedentes, mientras que para la autogeneración pura debe ser estudiada en más detalle.

7. Sector de Gas

Se considera importante liberar los precios en boca de pozo, bajo el régimen de libertad vigilada, como señal para atraer nuevas inversiones y así aumentar las reservas probadas. Es decir, dada la estructura bastante concentrada del mercado de gas, no es conveniente, inicialmente, liberar el precio totalmente sino mantenerlo bajo un régimen de libertad vigilada. En la medida en que aumente la participación de agentes en el sector, debe irse reduciendo gradualmente la vigilancia. También se debe permitir la integración vertical entre producción de gas natural y generación eléctrica, sin discriminación de precios ni de acceso del productor integrado hacia otros generadores. Es importante, adicionalmente, flexibilizar las condiciones de obligación de contratación firme para acceder al cargo por confiabilidad. Finalmente, se podría pensar en impulsar la creación de un mercado secundario de gas natural líquido.

Ahora, las perspectivas de desabastecimiento han generado discusión sobre las medidas que ayudarían a enfrentar ese problema. El documento discute la pertinencia de las medidas puntuales más comúnmente planteadas o las ya tomadas por las autoridades. En particular, **NO se recomiendan** las siguientes medidas: i) expandir el transporte por "*common carriage*", ya que en las nuevas condiciones de transabilidad, es suficiente preservar el sistema de "*contract carriage*", siempre y cuando se reduzcan al tiempo los riesgos regulatorios adicionales discutidos en el Capítulo 7; ii) implantar un cargo de confiabilidad para el transporte; iii) des-regular el negocio de distribución; iv) esperar a nuevas inversiones para liberar el precio en boca de pozo; y v) restringir el funcionamiento de los mecanismos de mercado y las exportaciones.

Para remediar los problemas estructurales y de incentivos para expandir la oferta de manera sostenible, se proponen y analizan las siguientes medidas: i) tomar la iniciativa para promover las transacciones internacionales

de gas, sin desabastecer el mercado nacional; ii) migrar a una regulación voluntaria por tasa de retorno para nuevas inversiones en transporte y distribución; iii) usar subastas para expandir la red de transporte; iv) usar subastas simultáneas del producto y estimular la creación de un mercado secundario de gas natural; v) anticipar la regulación de los negocios de almacenamiento, regasificación y licuefacción; vi) crear instancias de coordinación sectorial informal; vii) generar regulación que haga más atractiva la inversión en transporte; y viii) mejorar la información disponible y fortalecer la supervisión de abusos de posición dominante.

8 Modificar el sistema de subsidios y contribuciones: ya no es el instrumento adecuado para lograr la equidad

Esta es, probablemente, una de las recomendaciones más importantes del estudio. La estructura de subsidios cruzados está en el origen del nuevo modelo como instrumento para lograr la solidaridad pero tiene signos de agotamiento, como ya se mostró, presenta graves problemas de focalización y claramente tiene un impacto negativo sobre los costos de la industria y el comercio. Por eso se recomienda:

- ❑ En el corto plazo: el primer paso deber ser la eliminación de la contribución de la industria, probablemente de manera gradual (más adelante también para el comercio). De igual manera, deben tomarse medidas para mejorar la focalización y reducir el umbral del nivel mínimo de consumo, bajando así el elevado costo actual del sistema (0,3% del PIB). Finalmente, es pertinente que el estrato 3 deje de recibir subsidios y que el 4 comience a contribuir, así sea en un porcentaje menor al de los estratos 5 y 6. El costo de esta propuesta no sería exagerado: en el escenario más costoso, la reforma generaría un déficit adicional de \$388 mil millones, que representa tan sólo el 0,08% del PIB, o el 1,4% del IVA, o el 3,8% del presupuesto de inversión para 2009 o el 0,4% del total del presupuesto de la Nación. El análisis detallado de las alternativas de propuesta, las proyecciones, resultados y costos se encuentran en el Capítulo 6 del estudio general;

- En el largo plazo: el fin último de la propuesta es la eliminación del esquema de subsidios cruzados, para ir a un esquema de solidaridad a través del presupuesto (Recuadro 4).

Recuadro 4. Una propuesta de corto plazo para racionalizar el esquema de solidaridad

Los escenarios calculados por FEDESARROLLO muestran que los recursos faltantes necesarios para pagar los subsidios a los estratos 1 y 2 en el sector de energía eléctrica se pueden cubrir con el Presupuesto General de la Nación, es decir, se podrían financiar con impuestos generales. Existirían dos alternativas más eficientes que la actual: i) impuesto de renta; e ii) IVA. Esta propuesta se llevaría a cabo siguiendo estos pasos:

Propuesta

- La industria dejar de contribuir con el 20% (en un futuro el sector comercio)
- Reducir el nivel mínimo de consumo
- Eliminar los subsidios al estrato 3
- Incluir al estrato 4 dentro de los contribuyentes pero aportando la mitad
- Continuar con la contribución de los estratos 5 y 6

Escenarios

- Desmonte inmediato de la contribución del 20% al sector de industrial.
- Durante cinco años desmontar gradualmente la contribución del 20% a la industria.
- Alternativa intermedia: eliminar inmediatamente el 10% de la contribución, mientras que el 10% restante se desmontaría gradualmente

El punto central de la propuesta es que se utilizarían recursos del Presupuesto Nacional para cubrir el déficit que se genera la implementación de esas propuestas. Por el lado del impuesto del IVA se podría i) ampliar la base, por ejemplo, eliminando las exenciones a la canasta básica de consumo ya que esta exención está beneficiando a la población rica que gasta más en este tipo de bienes que la población pobre; y ii) subir la tarifa. Por el lado del impuesto de renta, la propuesta sería reducir las exenciones. Cualquiera de estas alternativas más que financia el pequeño déficit que generaría, en el corto plazo, la aplicación de esta propuesta.

BIBLIOGRAFÍA

- Armstrong, M., Cowan, S. y Vickers, J. (1994), "*Regulatory Reform - Economic Analysis and British Experience*". Cambridge, MA: The MIT Press.
- Arizu, B. (2003), "*Market Surveillance in Cost Based Electricity Markets: Experiences in Latin America*". Presentación en el Taller de Mercados de Electricidad, Semana de la Energía del Banco Mundial, febrero de 2003.
- Ayala, U. y Millán, J. (2003), "*La sostenibilidad del sector eléctrico colombiano*". Cuadernos de Fedesarrollo No. 11. Bogotá.
- Banco Mundial (2004), "Colombia: desarrollos económicos recientes en infraestructura". (REDI).
- Benavides, J. (2007), "*Precios, inversión y economía política de la energía eléctrica*". Revista de Ingeniería Uniandes 25: pp. 122-131.
- _____ (2008), "*Recomendaciones para reactivar la inversión en gas natural en Colombia*". Preparado para la SSPD con financiación de US AID.
- Castro, C., Gracia, O y Perilla, J. (2006), "*El comercio internacional y la productividad total de los Factores en Colombia*". Archivos de Economía No. 307, Dirección de Estudios Económicos. Departamento Nacional de Planeación. Mayo Bogotá, Colombia.
- Consejo Nacional de Política Económica y Social (CONPES) (2005), Plan de Acción para la Focalización de los Subsidios para Servicios Públicos Domiciliarios.
- CNE (Comisión Nacional de Energía) (2006), Nota de Prensa - Foro Europeo de Regulación de gas en Madrid. Gabinete de Comunicación, 17 de mayo. Madrid.
- CREG. Julio (2009), "*Informe de rendición de cuentas distribución y comercialización de energía*".
- David, L. y Percebois, J. (2002), "*Third-Party Access pricing to the network, secondary capacity market and economic optimum: the case of natural gas*". Centre de Recherche en Economie et Droit de l'Énergie (CREDEN). Université de Montpellier. Cahier 02.09.36.
- Díaz, J. L. (2004), "*La globalización del mercado del gas natural licuado*". Cuadernos de Energía 5: 11-14. Club Español de la Energía, Deloitte y Garrigues Abogados y Asesores Tributarios. Madrid.
- Dixit, A. K. y Pyndick, R. S. (1994), "*Investment under Uncertainty*". Princeton, NJ: Princeton University Press.
- DNP (2005), Misión para el Diseño de una Estrategia para la Reducción de la Pobreza y la Desigualdad.
- Federal Energy Regulatory Commission (2008), "*Existing and Proposed North American LNG Terminals*". March 24.
- Fedesarrollo (2007), "Codensa diez años". Bogotá.

- Galeano, F. (2008), "*Valoración de Opciones en el Mercado Eléctrico Colombiano: Aproximación por Simulación Incorporando las Características Únicas de la Evolución del Precio Spot de la Electricidad*". Tesis de grado maestría en Economía-PEG, Universidad de los Andes.
- Gracia O. y Santa Maria, M. (2007), "*Productivity in Colombia: Looking at the Main Stylized Facts and Some New Hypotheses*". Bogotá, septiembre. Coyuntura Económica. Fedesarrollo. Volumen xxxvii No. 1. Primer semestre de 2007.
- Hartley, P. y K. B. Medlock III (2007), "*International Natural Gas Market Developments to 2030*". Presentación en ppt. Rice University.
- International Energy Agency (2007), IEA Energy Statistics. "*Evolution of Total Primary Energy Supply from 1971 to 2005*". Colombia.
- International Energy Agency (2000), "*Regulatory Reform: European Gas*". Paris.
- Kahn, A. (1988), "*The Economics of Regulation, Principles and Institutions*". MIT Press.
- Laffont, J.-J. y Tirole, J. (2000), "*Competition in Telecommunications*". Cambridge, MA: The MIT Press.
- Lasso, F. (2006), "*Incidencia del gasto público social sobre la distribución del ingreso y la reducción de la pobreza*". DNP.
- Master, S. E. y Crocker, K. J. (1985), "*Efficient Adaptation in Long-Term Contracts: Take-or-Pay Provisions for Natural Gas*". American Economic Review 75: 1083-1093.
- Meléndez, M., Casas, C. y Medina, P. (2004), "*Subsidios al consumo de los servicios públicos en Colombia. ¿Hacia dónde nos movemos?*". Fedesarrollo, en el marco de la misión de servicios públicos del Banco Mundial.
- Michaels, R. J. (1993), "*The New Age of Natural Gas: How the Regulators Brought Competition*". Regulation 16: 20-31.
- Millán, J. (2006), "*Entre el Mercado y el Estado: Tres décadas de reformas en el sector eléctrico de América Latina*". Banco Interamericano de Desarrollo. Washington D. C.
- Ministerio de Hacienda (2008), "*Principales beneficios tributarios en el impuesto sobre la renta y en el impuesto la valor agregado IVA - año gravable*".
- Montenegro, A. y Rivas, R. (2005), "*Las piezas del rompecabezas: Desigualdad, pobreza y crecimiento*". Tauros. Bogotá.
- Newbery, D. M. (2003), "*Network capacity auctions; promise and problems*". Utilities Policy 11: 27-32.
- _____(1997), "*Determining the regulatory asset base for utility price regulation*". Utilities Policy 6: 1-8.
- Otto, J. et al. (2006), "*Mining Royalties - A Global Study of Their Impact on Investors, Government, and Civil Society*". Washington, D.C.: The World Bank.

- Pongsiri, N. (2004), "*Partnerships in Oil and Gas Production-Sharing Contracts*". *International Journal of Public Sector Management* 17: 431-442.
- Pollit (2004), "*Electricity reform in Chile: Lessons for Developing Countries*". Cambridge Working Papers in Economics. CWPE 0448. Universidad de Cambridge, Reino Unido.
- Price Waterhouse Coopers (2006), "*Value and growth in the liquefied natural gas market*".
- Stern, J. y Turvey, R. (2003), "*Auctions of capacity in network industries*". *Utilities Policy* 11: 1-8.
- Tirole, J. (1988), "*The Theory of Industrial Organization*". Cambridge, MA: The MIT Press.
- UPME (Unidad de Planeación Minero Energética) (2008), *Boletín Estadístico de Minas y Energía 2002-2007*.
- _____ (2007b), *Plan Energético Nacional - Contexto y Estrategias 2006-2025*.
- _____ (2007a), *La Cadena del Gas Natural en Colombia*.
- _____, ANDI, CAF, INTERAME, Fedesarrollo (2006), "*Análisis comparativo internacional de precios de electricidad en el sector industrial*". Segunda edición.
- Vehviläinen I. y Pyykkönen T. (2005), "*Stochastic factor model for electricity spot price-the case of the Nordic market*". *Energy Economics* 27: 351-367.
- Vickers, J. y G. Yarrow (1988), "*Privatization - An Economic Analysis*". Cambridge, MA: The MIT Press.
- Von Der Fehr, N. (2008), "*Spot- Price formation in the Brazilian Power Market*". Review, Comparison and Analysis. Report Prepared for Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).
- Wolak, F. (1999), "*Market Design and the Behavior of Prices in Restructured Electricity Markets: An International Comparison*". Documento No 051 de la serie PWP. Instituto de Energía de la Universidad de California. Berkeley.
- _____ (2004), "*Designing Competitive Wholesale Electricity Markets for Latin America. Competitiveness Studies*". Series working papers C-104. Washington, D.C., Banco Interamericano de Desarrollo.
- _____ (2008), "*Options for Short-Term Price Determination in the Brazilian*".

Este estudio se enmarca en el contexto de un sector eléctrico que funciona de manera adecuada, pero en una coyuntura en la que se observó un comportamiento atípico en los precios de energía eléctrica, que abrió espacio para que se presentaran discusiones válidas, entre industriales, gobierno y generadores de energía, entre otros agentes, sobre i) la eficiencia y competitividad sectoriales, especialmente en la formación de precios; ii) los factores ajenos al sector que afectan su desempeño; iii) el potencial de ejercicio de poder de mercado; y iv) los costos de transacción que enfrenta el sector industrial en sus procesos de contratación de energía. Así mismo y, aunque el sistema actual ofrece mayor confiabilidad y mejor calidad que el modelo anterior, la coyuntura puso de presente algunas de sus debilidades y la necesidad de empezar a acometer diferentes tareas para lograr la consolidación de un ambiente de confianza entre los participantes en el mercado eléctrico, que aseguren la inversión futura y, por esta vía, la confiabilidad y calidad del servicio.

Así, el objetivo principal de este estudio es ser un instrumento que genere confianza entre los diferentes agentes, tratando de revisar de manera independiente el funcionamiento del mercado de energía eléctrica, enfatizando la formación y evolución de los precios y cómo ellos responden o no a los "fundamentales" del mercado, los demás factores que los afectan y su impacto en la competitividad del sector manufacturero. Adicionalmente, FEDESARROLLO encuentra en esta discusión una valiosa oportunidad para identificar debilidades, proponer mejoras al modelo y poner a consideración del público algunas recomendaciones de política, de forma que los avances de la reforma de 1994 se profundicen y se conviertan en ventajas competitivas, que redunden en beneficios para todos.

