



CONSULTORÍA SOBRE LA COMPETITIVIDAD EN LA CADENA DE PRESTACIÓN DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

GENERACIÓN, TRANSMISIÓN, DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN

RESUMEN EJECUTIVO



MinCIT
Ministerio de Comercio,
Industria y Turismo

**PROSPERIDAD
PARA TODOS**



PRESENTADO POR



Septiembre de 2013

COMITÉ TÉCNICO

Juan Camilo Álvarez Arcila
Juan Guillermo Álvarez Giraldo
Juan Manuel Ázate Vélez
Leidy Johanna Cárdenas Acevedo
Alejandro Castañeda Cuervo
Edwin Cruz Caballero
Diego Fernando Echeverri Yepes
Camilo Enciso Vanegas
Ana María Ferreira
Gustavo Galvis Hernández
Juan Carlos Guerrero
Luz Ensueño Hurtado
Diana Marcela Jiménez
José Alberto Muñoz Valdés
Sonia La Rotta Morales
Mauricio López González
José Camilo Manzur
Ángela Montoya Holguín
José Domingo Palomino
Omar Andrés Pesca Ayala
Jaime Polanco Barreto
Juan Felipe Quintero
Imelda Restrepo de Mitchell
John Alberto Rey Gaitan
Juan Pablo Rojas Duque
Daniel Vicente Romero Melo
Bayron Triana Arias
Santiago Angel Urdinola
Daniel Villarroel Barrera

EQUIPO DE TRABAJO

Luis Guillermo Vélez
Doctor en Economía

Isaac Dyner
Doctor en Ciencias de la Decisión - Energía

Diego Gómez
Doctor en Ingeniería - Sistemas

Jaime Millán
Doctor en Ingeniería

Eduardo Zolezzi
Magister en Ingeniería

Frank Wolak
Doctor en Economía

Jesús Botero
Especialista en Economía

Carlos Jaime Franco
Doctor en Ingeniería

Lorena Cadavid
Estudiante de Doctorado

Mónica Castañeda
Estudiante de Maestría

Jorge Giraldo
Economista

Carolina Ramírez
Economista

Sebastián Aparicio
Magister en Economía

CONSULTOR

ECSIM

CENTRO DE ESTUDIOS
EN ECONOMÍA SISTÉMICA

EDITORIAL

Acelerar el crecimiento de la industria de bienes y servicios exige mejorar rápidamente sus indicadores de competitividad y productividad. Uno de los indicadores de mayor relevancia en ese contexto, recae en la necesidad de contar con precios eficientes en la energía eléctrica, a través de la prestación confiable del servicio con tarifas competitivas.

Por esta razón, para el Programa de Transformación Productiva - PTP, ACOGEN, ASOCODIS, ANDESCO, ANDEG y la ANDI, es un gusto entregarle al país el siguiente estudio, fruto de diez meses de esfuerzo por parte de la firma consultora *Fundación Ecsim* y de un equipo técnico del más alto nivel, conformado por representantes de todas las entidades mencionadas, el cual acompañó con enorme pasión y dedicación todo el proceso de elaboración del estudio.

Los resultados de esta consultoría demuestran los grandes logros que se pueden alcanzar a través del modelo de trabajo público-privado del Programa de Transformación Productiva - PTP. Sin la conformación de este equipo de trabajo hubiese sido imposible llevar esta consultoría a buen puerto y sus resultados no tendrían la legitimidad que hoy gozan, sin perjuicio de las opiniones disímiles que tienen sus miembros frente a algunas de las conclusiones del estudio.

La implementación de las recomendaciones contenidas en el estudio es el paso siguiente. Esa implementación requiere del esfuerzo conjunto y constructivo de los actores privados y públicos del sector de la energía eléctrica, así como de los industriales consumidores de la misma, propendiendo siempre por fortalecer a las entidades prestadoras del servicio, asegurando su confiabilidad, pero promoviendo simultáneamente las condiciones necesarias para incrementar la competitividad de nuestro aparato productivo.

Finalmente, es necesario agradecer el compromiso y participación de la Presidencia de la República, del Ministerio de Comercio, Industria y Turismo, del Ministerio de Minas y Energía, de la UPME, la CREG, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, la Superintendencia de Sociedades, el Consejo Privado de Competitividad, y todos los demás actores del sector público y privado que de alguna forma u otra contribuyeron a la realización exitosa del estudio.

Cordialmente,

Juan Carlos Garavito
Gerente del Programa de Transformación Productiva

Contenido

Tablas

Figuras

1. Introducción	12
2. Comportamiento de las tarifas y comparaciones	14
2.2 Explicaciones sobre las diferencias de precios internacionales	19
2.3 Explicaciones sobre las diferencias de precios. Los aspectos fundamentales del mercado	21
3. Análisis del mercado y la regulación	23
3.1 Actividades en competencia	23
3.1.1 El mercado de energía mayorista	23
3.1.3 Participación de la demanda	26
3.1.4 Poder de mercado y vigilancia de la competencia	28
3.2 Actividades reguladas	29
3.2.1 Regulación de la transmisión	29
3.2.2 Regulación de la distribución	29
3.2.3 La tasa de descuento	30
3.2.4 Comercialización	31
3.2.5 Las Áreas de Distribución – ADD	31
3.2.6 Pérdidas	32
3.2.7 Alumbrado Público	32
3.3 Otras consideraciones	33
3.3.1 Tributación sectorial	33
3.3.2 Las cuestiones ambientales y los proyectos de generación y transmisión	35
3.3.3 Combustibles para la generación térmica	37
3.3.4 Participación en bolsa de los grandes consumidores	38
3.3.5 Migración de nivel de tensión	38
3.3.6 Contribución de solidaridad y zonas francas	39

3.3.7 Autogeneración y cogeneración	39
3.3.8 Reducir el umbral de consumo para acceder al mercado no regulado	40

4. Recomendaciones	41
4.1 Recomendaciones sobre el funcionamiento de los mercados	41
4.2 Recomendaciones sobre las actividades reguladas	45
4.3 Recomendaciones sobre aspectos institucionales y otras	48
4.4 Recomendaciones para favorecer a la industria	51

Bibliografía	53
---------------------	-----------

TABLAS

Tabla 2.1. Costo Unitario Regulado (\$/KWh). Cuatro empresas grandes 2008 - 2012	15
Tabla 2.2. Tarifas industriales 2012 - Países seleccionados	18
Tabla 2.3. Tarifas residenciales 2012 - Países seleccionados	19
Tabla 2.4. Estimación por panel del precio de la electricidad industrial, 2004-2011	20
Tabla 4.1. Evaluación de las recomendaciones sobre el mercado	44
Tabla 4.2. Evaluación cualitativa de las recomendaciones sobre actividades reguladas	47
Tabla 4.3. Evaluación cualitativa, recomendaciones institucionales y otras recomendaciones	50
Tabla 4.4. Recomendaciones enfocadas a promover la competitividad de la industria.	52

FIGURAS

Figura 2.1. Tarifas industriales 2012 - Países seleccionados	16
Figura 2.2. Tarifas residenciales 2012 - Países seleccionados	17
Figura 2.3. Margen, energía firme	21
Figura 2.4. Curva de oferta	22

INTRODUCCIÓN

Los precios de la electricidad en Colombia han experimentado alzas recientes en términos reales para los usuarios regulados y los no-regulados del sector industrial. En la explicación de esos incrementos concurren factores reales como la hidrología, el precio del gas, el estrechamiento del margen entre oferta y demanda, etc.; las imperfecciones de mercado: integración vertical, modalidades de contratación, etc.; los cambios regulatorios: modificación de la fórmula tarifaria, nuevos cargos en distribución y transmisión, etc., y situaciones externas al sector como los atentados a la red de transmisión que elevan puntualmente las restricciones, y la revaluación de la tasa de cambio que aumenta aún más el precio de la electricidad expresado en dólares.

En las comparaciones de los precios vigentes en Colombia en 2012 con referentes internacionales, muy complejas, se registran diferencias, más importantes para los consumidores regulados que para los no-regulados, en cuya explicación confluyen igualmente múltiples factores. En el caso del sector industrial esas diferencias, con un par de excepciones, no son muy grandes. No obstante, las industrias que utilizan electricidad en forma intensiva podrían tener dificultades para competir con Perú y con varios estados de los Estados Unidos.

Una intervención radical -el control directo de los precios- para eliminar esas diferencias no es deseable por tres razones básicas, a saber:

- Gran parte de las diferencias se explican por razones ajenas a la arquitectura del mercado o al marco regulatorio o están fuera del control del sector eléctrico: disponibilidad de combustibles, precio relativo del capital, economías de escala, revaluación de la tasa de cambio, etc.
- La experiencia reciente, en especial el caso de Brasil, señala que esta clase de intervenciones pueden llegar a tener costos sustanciales en términos de reputación, confianza inversionista, solidez institucional, etc.
- Porque pueden afrontarse, como se propone en este documento, con un conjunto de medidas que -sin violentar la institucionalidad, sino fortaleciéndola- contribuir a un desempeño más eficiente de los elementos de la cadena y, eventualmente, a disminuir y/o amortiguar definitivamente posibles alzas futuras en el costo del servicio.

Este documento sintetiza los principales hallazgos del estudio que fundamentan las recomendaciones que se establecen más adelante. Estas recomendaciones buscan profundizar los mercados, no suprimirlos; hacer más exigente la regulación, no eliminarla. Aunque se reconoce que el efecto inmediato sobre los precios, de acuerdo con las recomendaciones propuestas es limitado, existe la convicción de que su aplicación debe de conducir a unos precios que, sin ser necesariamente los más bajos del continente, reflejen de forma más adecuada -que en la actualidad- los costos reales de provisión del servicio de electricidad.

2. COMPORTAMIENTO DE LAS TARIFAS Y COMPARACIONES

2.1 Los hechos

En los últimos años, el índice de precios de la electricidad calculado por el DANE se incrementó por encima del índice de precios al consumidor. Entre 2008 y 2012, el índice de precios de la electricidad aumentó 35% y el índice de precios al consumidor 14%.

Entre 2008 y 2012 el costo unitario (CU) promedio ponderado de los cuatro mercados principales de Colombia (Bogotá, Medellín, Cali y la Costa Atlántica) se incrementó en 23%. El componente de generación aumentó en 35%; el de distribución en 14%; el de pérdidas en 26%; restricciones en 75%; y comercialización en 15%. El costo de transmisión se mantuvo relativamente constante. Entre 2008 y 2012 el precio promedio de generación-comercialización en el mercado no-regulado aumentó 36% en términos corrientes, 30% en términos reales si se deflacta por el IPP y 21% en términos reales cuando se deflacta por el IPC.

Como consecuencia de la revaluación del peso entre 2008 y 2012, el CU expresado en dólares, se incrementó 39% y el precio promedio de generación-comercialización en el mercado no-regulado, también expresado en dólares, se incrementó 47%. El mayor impacto de la revaluación del peso se produjo entre 2009 y 2010, periodo en el cual el CU y el precio de generación-comercialización, crecieron respectivamente 7,3% y 5,6% en pesos, y 22,1% y 18% en dólares.

**Tabla 2 1. Costo Unitario
Regulado (\$/KWh). Cuatro empresas grandes 2008 - 2012**

Costo Unitarios Regulado (\$/kWh)					
Promedio ponderado anual. Cuatro empresas grandes. Pesos constantes 2012					
Componentes	2008	2009	2010	2011	2012
CU con ADD	281	322	333	332	353
CU sin ADD	277	319	326	322	340
Generación	98	124	129	124	132
Transmisión	22	23	22	21	21
Pérdidas Reconocidas	20	25	26	24	25
Distribución sin ADD	100	108	107	109	114
Distribución con ADD	103	111	115	120	127
Comercialización	30	33	32	31	34
Restricciones	8	5	9	12	13
Impuestos sobre G	6	7	7	8	8
Impuestos sobre T	2	2	2	2	2
Total impuestos	8	10	9	10	10

Fuente: Cálculos ASOCODIS - Cuatro empresas: EPM, Codensa, Emcali, Electricaribe

El entregable 3 de la consultoría¹ presenta la selección de los países con los cuales se comparan las tarifas residenciales e industriales de Colombia. De acuerdo con los términos de referencia de la consultoría, se seleccionaron cinco países de economías desarrolladas

–Dinamarca, Noruega, Suecia, Finlandia y Estados Unidos– y

¹La consultoría sobre la competitividad en la cadena de prestación del servicio de energía eléctrica (generación, transmisión, distribución y comercialización) constó de siete entregables. En términos generales, dichos entregables coprenen los siguientes aspectos:

Entregable 1: Análisis descriptivo de la regulación y estructura de mercado del sector de energía eléctrica en Colombia.

Entregable 2: Diagnóstico y análisis de los precios/tarifas aplicadas en Colombia en la cadena del sector eléctrico.

Entregables 3 y 4: (iii) muestra de países (bajo unos criterios

y la metodología de selección de los mismos y comparación y análisis de los precios/tarifas aplicadas en Colombia frente a los países seleccionados, en los sectores de consumo industrial, comercial y residencial considerando cada uno de los componentes de la cadena para los mercados regulados y no regulados.

Entregable 5: Identificación de los subsectores productivos que son consumidores intensivos de energía eléctrica, y definición de los impactos de la productividad identificada en la participación del costo de la energía eléctrica como insumo en el costo total de producción de estos subsectores.

Entregable 6: Recomendaciones de oportunidades de mejora para el desarrollo del sector de energía eléctrica.

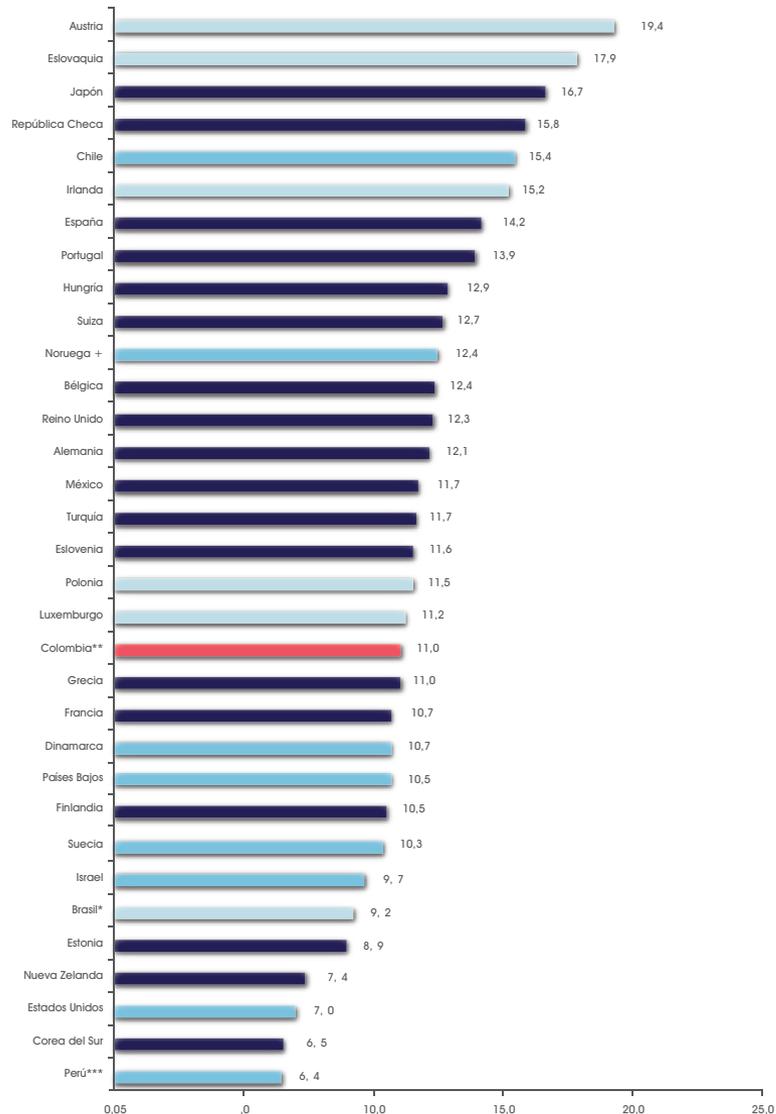
Entregable 7: Resumen ejecutivo.

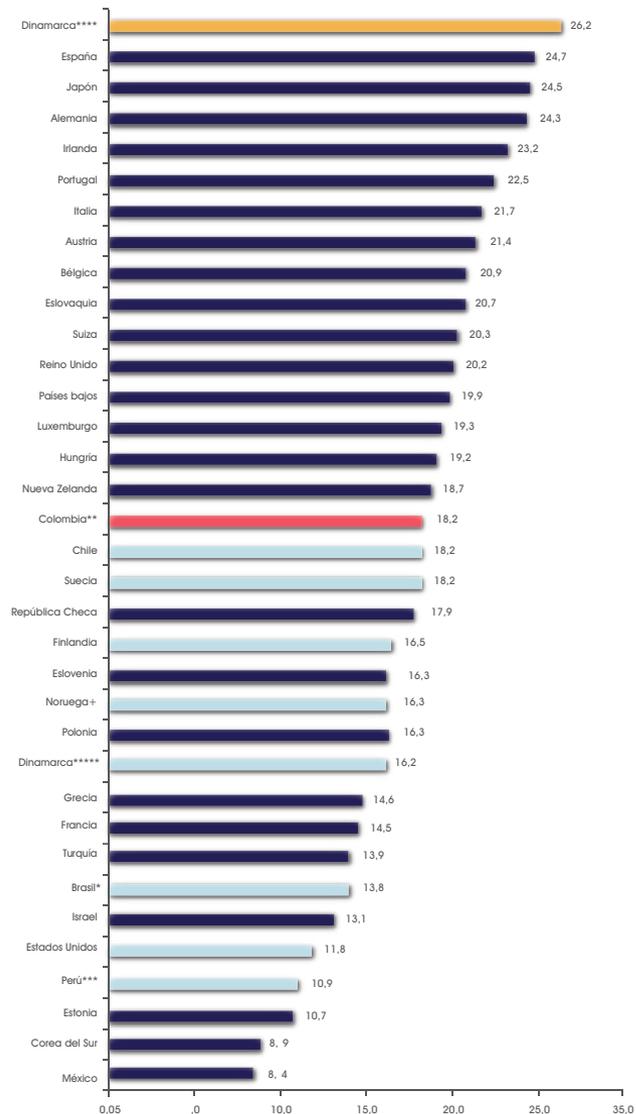
tres de economías emergentes -Brasil, Chile y Perú-. El entregable cuatro de la consultoría expone las comparaciones detalladas con estos países, pero además incluye la totalidad de los países que conforman la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico, OCDE, por considerar que esta visión más amplia permite entender mejor la situación de los precios de la electricidad de Colombia en el contexto internacional.

La *Figura 2.1* y la *Figura 2.2* muestran las tarifas industriales y residenciales de Colombia comparadas con las de los países miembros de la OCDE y con las de Perú, Brasil y Chile. En 2012, expresadas en dólares corrientes, las tarifas industriales de Colombia fueron superiores a las de todos los

Figura 2 1. Tarifas industriales 2012 - Países seleccionados

*Fuente: * ANEEL, **Distribución de la demanda no regulada por nivel de tensión, agregado 2003-2012. Estimado por ANDI a partir de información disponible en XM, *** Osinergmin, + Tomado de Eurostat (sin incluir impuestos). El resto de países es tomado de EIA en informe OCDE.*





países de la muestra seleccionada (Estados Unidos, Perú, Brasil, Suecia y Dinamarca), con excepción de Chile y Noruega. En ese mismo año, la tarifa residencial promedio resultó superior a las tarifas residenciales de todos los países de la comparación. Dentro del conjunto de países de la OCDE y de los principales países de América Latina, las tarifas industriales y residenciales de Colombia ocupan un lugar intermedio en el listado de comparación.

Figura 2 2. Tarifas residenciales 2012 - Países seleccionados

*Fuente: * ANEEL, ** Asocodis y Acolgen, *** Osinergmin, **** La tarifa presentada incluye el Public Service Obligation (PSO), ***** La tarifa presentada no incluye el impuesto de \$USC, + Tomado de Eurostat. El resto de países es tomado de EIA en informe OCDE.*

Tabla 2.2. Tarifas industriales 2012. Países seleccionados

Tarifas Industriales 2012. Países seleccionados (Cents US\$/kWh)							
País	Generación	Transmisión	Distribución	Otros	Impuestos	CU sin impuestos	CU con impuestos
Colombia - Nivel 1	9,2	1,2	6,3	2,1	0,6	18,3	18,9
Colombia - Nivel 2	6,9	1,2	4,0	1,2	0,6	12,7	13,3
Colombia - Nivel 3	6,9	1,2	2,3	1,1	0,6	11,0	11,5
Colombia - Nivel 4	6,9	1,2	1,0	0,9	0,6	9,4	10,0
Colombia - STN	6,9	1,2		0,9	0,6	8,4	9,0
Perú	6,9	1,1		0,6		8,0	8,0
Chile	7,8		4,9			12,7	12,7
Brasil	9,0			0,2	8,7	9,17	17,8
Finlandia	6,3	2,3			0,9	8,6	9,5
Dinamarca	4,9	6,0			1,8	10,9	12,7
Noruega	4,5	4,6			1,9	9,1	11,0
Suecia	6,2	3,7			0,1	9,9	10,0
Estados Unidos						6,7	6,7
Texas						5,7	5,7
Maryland						7,2	7,2
New Jersey						10,5	10,5
Pensilvania						8,1	8,1
Ohio						6,2	6,2

Fuente: Cálculos propios con base en fuentes citadas

La desagregación por componentes de la tarifa industrial empleada en Colombia no es fácilmente replicable en otros países. En la tarifa industrial, el componente de generación

es semejante al de Perú, Finlandia y Suecia y superior al de Dinamarca y Noruega. En el agregado de los componentes diferentes a la generación –transmisión, distribución y otros–, la

tarifa industrial en Colombia del nivel 4, resulta ser superior a la de Perú y Finlandia e inferior a la de Noruega, Dinamarca y Suecia.

Tabla 2.3. Tarifas residenciales 2012. Países seleccionados

Tarifas residenciales 2012. Países seleccionados. Cents US\$/kWh								
País	Generación	Transmisión	Distribución	Otros	Impuestos	CU con impuestos	CU sin impuestos	T.C Nominal
Colombia	7,3	1,2	6,3	4,1	0,6	18,9	18,3	1798,23
Brasil	9,0	0,8	7,0		6,9	23,7	16,8	1,953
Perú*	7,4	2,5	4,8			14,6	14,6	2,638
USA	5,5	1,1	3,1				9,6	1
Chile - SING	7,3		10,4			17,7	17,7	475,36
Chile - SIC	5,8		10,4			16,2	16,2	475,36
Dinamarca**	6,8	9,9			21,6	38,3	16,7	1,285
Noruega	5,7	10,7			6,6	22,9	16,3	1,285
Suecia	7,7	9,5			9,5	26,7	17,2	1,285
Finlandia	7,8	6,3			5,9	20,0	14,1	1,285

Fuente: Cálculos propios con base en fuentes citadas

2.2 Explicaciones sobre las diferencias de precios internacionales

Los precios de la electricidad dependen de un gran número de variables. Europa, por ejemplo, que registra grandes avances en la conformación de un mercado único de electricidad y en donde las transacciones internacionales

alcanzan altos volúmenes, existen importantes diferencias en los precios vigentes de la electricidad entre los distintos países. También entre los estados de Estados Unidos se presentan diferencias de precios pese al alto volumen de transacciones interestatales.

El ejercicio econométrico presentado en el entregable 4 de la consultoría, que incluye la información de ocho

años, se encontró que la participación de las fuentes hidroeléctricas en el total de energía producida, no parece tener un efecto estadísticamente significativo sobre el precio de la electricidad. Adicionalmente, se constató que el consumo per cápita de electricidad y el costo de capital tienen mucha importancia en la explicación de las diferencias de precios.

A continuación se muestra la tabla de resultados.

Tabla 2 4. Estimación por panel del precio de la electricidad industrial, 2004-2011

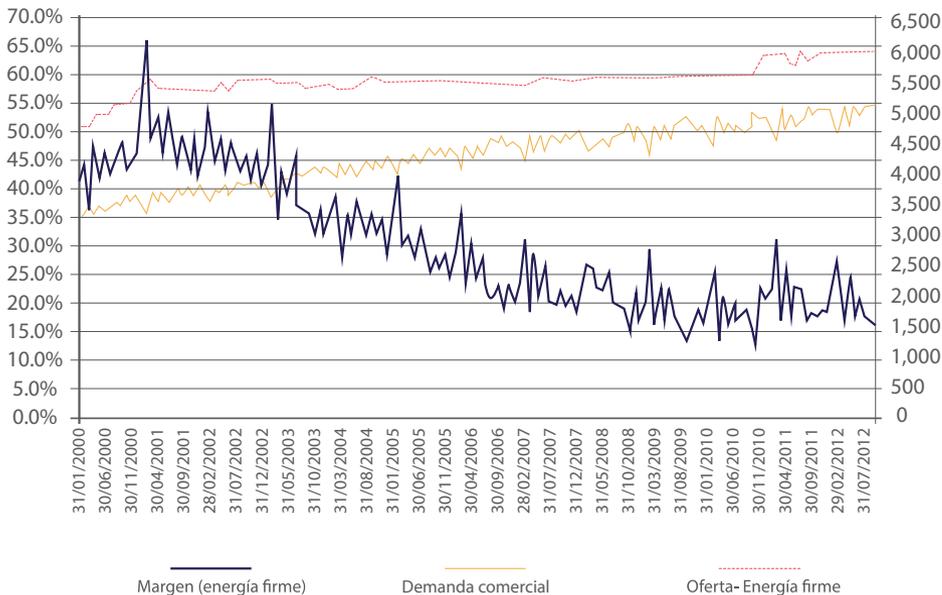
	(1)		(2)	
	Coef.		Coef.	
Precio de la electricidad - industria				
Participación term-gas matriz energética	0,0172	***	0,0141	***
Participación hidro matriz energética	0,0054		0,0063	
Log. Producción de electricidad	-0,1511		-0,0955	
Log. consumo per cápita de electricidad	-0,9397	*	-1,4684	***
Log. PIB per cápita PPP	2,2038	***	2,3110	***
Tasa bonos 10 años	0,0252	**	0,0136	
Importaciones de energía	0,0020	**	0,0019	**
Pérdidas en T y D (% de Prod. Energía)	---		-0,0716	***
Constante	-6,3725		-3,6027	

La enseñanza de este ejercicio es sencilla: las comparaciones internacionales de precios de electricidad tienen un valor meramente indicativo y no pueden extraerse de ellas conclusiones tajantes sobre el carácter más o menos eficiente de los precios o sobre la idoneidad de los arreglos institucionales del sector eléctrico adoptados por los diferentes

países. Modelos monopolísticos o casi monopolísticos como los de Francia y Quebec arrojan precios relativamente bajos. También son estos los casos, aunque por razones diferentes, de México y Corea del Sur.

*Fuente: Cálculos de los autores con base a datos del BM. Nota: *** significativo al 99%, ** significativo al 95%, *significativo al 90%*

Figura 2.31. Margen (energía firme)



2.3 Explicaciones sobre las diferencias de precios. Los aspectos fundamentales del mercado

En segundo lugar, el problema del desabastecimiento de gas natural que ha llevado a que una porción significativa de la generación térmica, respalde sus obligaciones de energía firme con combustibles líquidos. Esto pudo haber incidido en la formación de precios en el mercado de contratos

Fuente: elaboración de los autores a partir de datos disponibles en XM

1 Factores de disponibilidad considerados: hidráulicas 0.436/ térmicas 0.862, según XM (2012).

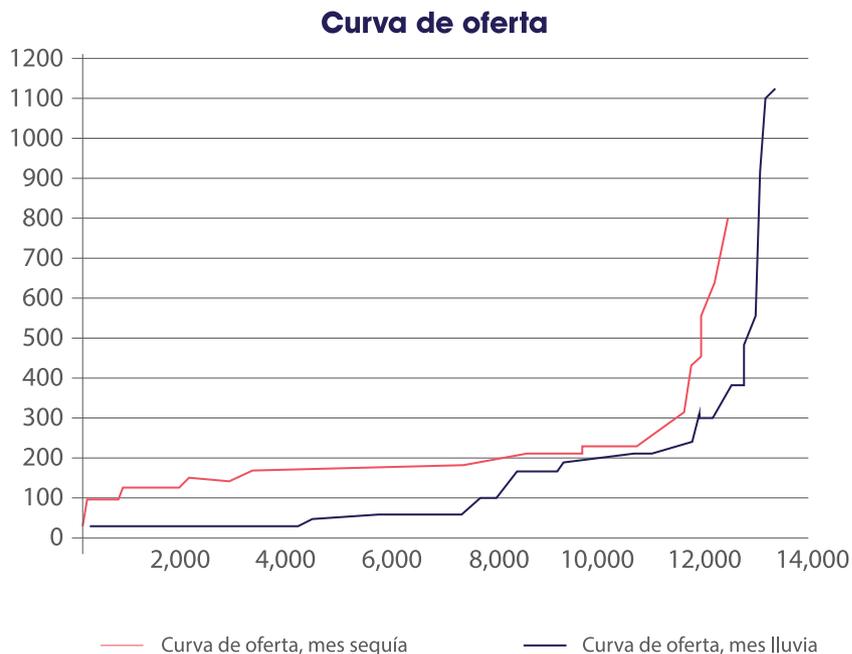
de largo plazo por la expectativa de una eventual exposición a un precio de bolsa elevado. La creación de un ingreso regulado por el uso del gas natural importado para la generación de seguridad, dispuesta en la Resolución 062 de 2013, puede contribuir a aliviar esta situación en el mediano plazo.

En tercer lugar, el fenómeno hidrológico. Un ejercicio econométrico calculado con datos para Colombia, mostró cómo el precio de los contratos de largo plazo responde claramente a la situación hidrológica.

La *figura 2.4* compara las curvas de oferta de un mes particularmente lluvioso (noviembre de 2011) y un mes bastante seco (marzo de 2010).

Fuente: cálculo de los autores a partir de datos disponibles en XM

Figura 2.4. Curva de oferta



3. ANÁLISIS DEL MERCADO Y LA REGULACIÓN

3.1 Actividades en competencia

3.1.1 El mercado de energía mayorista

La generación y la comercialización parcialmente están bajo un régimen de libre competencia. La transmisión y la distribución son reguladas como monopolios. Los generadores, los comercializadores y los grandes consumidores son los agentes participantes en el Mercado de Energía Mayorista (MEM), el cual tiene dos componentes: el mercado de corto plazo o bolsa de energía, reservado a generadores y comercializadores, y el mercado de largo plazo de contratos bilaterales en el que participan todos los agentes mencionados. Estos son contratos puramente financieros o de cobertura, es decir, que no inciden en la operación comercial de la bolsa ni determinan el despacho efectivo de la carga.

Aunque deben introducirse mejoras al funcionamiento de la bolsa, no es allí donde está la cuestión; es el mercado

de contratos el problema crucial del sector eléctrico Colombiano y sólo su puesta a punto sentará las bases de una mejor eficiencia del sistema. Los análisis hechos durante esta consultoría sobre el funcionamiento del mercado eléctrico, permitieron llegar a las siguientes conclusiones:

- Una fuerte concentración del lado de la oferta, cuyo efecto sobre la formación de los precios es más significativo cuando se presenta, como en la actualidad, un mercado de vendedores por la disminución de la energía firme disponible.
- Periodos de contratación cortos, aunque al parecer no tanto como se considera usualmente; contratación en masa –en los últimos meses del año– con poca antelación a las fechas de inicio. Esto hace que los precios de los contratos sean muy sensibles a los precios de bolsa en horizontes cortos.
- Falta de estandarización que impide que surja un mercado secundario.



- Un procedimiento de contratación de la energía para el mercado regulado claramente inadecuado, en un mercado en donde la oferta está concentrada y existe un alto grado de integración vertical, directa o indirecta.

En general, las posibilidades de "pass-through" implícitas en la Resolución 119 y un sistema de contratación para el mercado regulado bastante defectuoso, favorece la posibilidad de que los agentes ejerzan su racionalidad básica en un mercado de contratos imperfecto y vulnerable al ejercicio de poder de mercado,

derivado de la concentración de la oferta y de la integración vertical. Las imperfecciones del mercado "spot" - agentes pivotaes, agentes multiplantas con varias tecnologías y restricciones de red - agravan el problema.

Existen otros problemas señalados también por algunos expertos, cuya solución puede hacer más eficiente la formación de precios en el corto plazo, como son: eliminar el engorroso procedimiento para incorporar los costos de arranque y parada adoptados en agosto de

2009; tolerar más flexibilidad en las ofertas, puesto que en la actualidad sólo se permite un precio para todo el día; revisar el Control Automático de Energía, AGC; autorizar instancias adicionales de liquidación en el mercado de corto plazo y por último, establecer el sistema de costos marginales nodales que eliminen las restricciones.

3.1.2 Cargo de confiabilidad

La necesidad de complementar el mercado de solo energía con otros elementos para asegurar la inversión, ha sido tal vez el problema más debatido en la literatura especializada en los últimos tiempos. Esta surge de la inelasticidad de la curva de demanda en el corto plazo, debido a la dificultad de una adecuada participación de la demanda y a la falta de confianza de los gobiernos de dejar a los precios la tarea de decidir sobre racionar o no racionar.

Mucho se ha discutido sobre las ventajas o desventajas del CCo colombiano. Este buscaba cumplir con tres objetivos: incentivar la inversión, controlar el poder de mercado y asegurar la disponibilidad de las Obligaciones de Energía Firme (OEF) cuando se requieran. El objetivo de promover la inversión, asegurado por la subasta con anticipación y la asignación por 20 años se ha cumplido, aunque existen dudas sobre la mezcla correcta de energía

primaria; el control del poder de mercado es limitado a precios por encima del precio de escasez; y el incentivo para la disponibilidad, lo puso en duda el mismo gobierno cuando decretó la intervención del mercado en 2009, por medio de un procedimiento que reproducía los mínimos operativos.

Con posterioridad, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), formalizó los procedimientos de emergencia para hacerlos permanentes y presentó a consulta la Resolución 150 de 2012, por la cual se establece el Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento en el Mercado Mayorista de Energía como parte del Reglamento de Operación. Esta propuesta recibió numerosas críticas y observaciones por parte de los participantes en el mercado, por ser un ejemplo típico de estilo regulatorio pesado que ha caracterizado a la CREG.

Sobre el tema hay un punto que requiere especial discusión y es la idea según la cual, un mecanismo

expedito para reducir el precio de la energía, sería suprimir del cargo por confiabilidad para las plantas existentes y dejarlo exclusivamente para las nuevas inversiones en capacidad.

En primer lugar, el cargo por confiabilidad no es, como piensan algunos, un "pass-through" que se adiciona al precio de la energía y que al eliminarse, se reduzca el precio automáticamente en cierta cuantía. El precio de la energía se forma en los mercados de corto y largo plazo, en función de un conjunto complejo de determinantes, entre los cuales está, por supuesto, la consideración del cargo por confiabilidad. No es evidente en forma alguna, que la supresión del cargo para las plantas existentes, lleve a una reducción automática del precio de la energía en la bolsa o en el mercado de largo plazo. Adicionalmente, la existencia del cargo está incorporada en las proyecciones financieras de las empresas y con seguridad muchas de ellas han tomado decisiones de inversión y, probablemente, han adquirido compromisos financieros

respaldados en ese ingreso. Por estas razones, parece claro que la eliminación del cargo, no podrá darse sin consecuencias sobre la situación de esas empresas y su valoración por el mercado y su calificación por las entidades crediticias. Es evidente que una decisión de esta naturaleza socavaría la confianza de los agentes y muy seguramente, daría lugar a procesos judiciales que para nada convienen al sector.

3.1.3 Participación de la demanda

En Colombia, si bien la regulación no prohíbe de manera explícita el establecimiento de precios horarios o por franjas en los contratos de electricidad negociados, la realidad es que esta opción es poco usada entre los agentes del sistema, de manera que, en términos prácticos, se carece de este mecanismo como alternativa para gestionar el precio de la electricidad y lograr participación de la demanda a través de él, por lo menos entre los consumidores que cuenten con los medidores

inteligentes. Igualmente, los contratos de largo plazo no diferencian sus precios de acuerdo con el invierno o el verano. El mercado debe presentar algún de tipo fallas que impiden que este esquema sea más utilizado entre los agentes. La propuesta de diferenciar productos en el mercado organizado de contratos según hora del día, combinada con la adopción de tarifas por hora del día y adopción de medidores inteligentes, podría contribuir a eliminar esta distorsión, pero tomaría un buen tiempo para implantarse.

Todos los analistas están de acuerdo con los beneficios potenciales de una demanda que responda al precio; cómo lograrlo, es el desafío que enfrenta el mercado en el mediano o largo plazo. Para proceder en este sentido, sería necesario coordinar un programa que permitiera recopilar las evaluaciones de la introducción de estos sistemas en otros países y las posibles modalidades que mejor se adapten a las condiciones Colombianas.





3.1.4 Poder de mercado y vigilancia de la competencia

El mercado eléctrico colombiano tiene una estructura oligopólica con índices de concentración elevados en capacidad como en generación. En un análisis preparado especialmente para esta consultoría por el profesor Frank Wolak, con base en información actualizada y corregida, se hizo un estudio de la capacidad y ejercicio de poder de mercado en la bolsa durante el periodo 2009–2012. Este detectó el ejercicio de poder de mercado en tres periodos: finales de 2009 y principios 2010; los meses de septiembre y octubre de 2011 y septiembre y noviembre de 2011, cuyos resultados coinciden con los publicados en distintos informes por el Comité de Seguimiento del Mercado Mayorista (CSMEM). Cabe anotar que, si bien este organismo concluye que algunos agentes tienen poder de mercado, también afirma que en general, el precio de bolsa en el mediano y largo plazo responde al comportamiento de los fundamentales del mercado.

Con respecto a la vigilancia de la competencia, Colombia buscó inicialmente que el CSMEM, establecido desde 2006, fuera una entidad independiente similar a los monitores existentes en los Estados Unidos y Europa, pero se hicieron objeciones a la utilización de información de carácter confidencial por una organización que no fuera una entidad oficial. Lamentablemente su localización, como un apéndice de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD), dificultó una función clave del monitor cual es -además de mantener informado a todos los participantes actuales y eventuales en el mercado- la de analizar la información y proponer remedios a cada una de las tres entidades con competencia para tomar las decisiones que permitan mejorar el diseño y desempeño del mercado: la CREG con la aprobación de las medidas, la SSPD con la sanción de incumplimiento de las reglas del mercado y a la Superintendencia de Industria y Comercio (SIC) con los aspectos de poder dominante y escisiones.

3.2 Actividades reguladas

3.2.1 Regulación de la transmisión

Antes de entrar a los aspectos regulatorios, es importante resaltar que el costo unitario de transmisión entre 2008 y 2012 se mantuvo prácticamente inalterado en términos corrientes, alrededor de 19\$/KWh, lo que se tradujo en una reducción cercana al 10% en términos reales.

Para los activos construidos antes de la introducción de las convocatorias de la Resolución 22 de 2001, la transmisión se remunera con la metodología del ingreso máximo. Para los activos construidos con posterioridad a la resolución mencionada, la remuneración es igual al ingreso esperado propuesto por la empresa ganadora de la convocatoria en cuestión.

Los cargos unitarios que resultan de la aplicación del marco regulatorio para la transmisión, se redujeron en

términos reales como consecuencia de la disminución de hasta un 15% en los costos unitarios de la unidades constructivas entre 1999 y 2009. Sin embargo, los procesos de convocatoria de la Resolución 22 de 2001, arrojaron costos de inversión sustancialmente inferiores a los obtenidos, aplicando la valoración de las unidades constructivas de la Resolución 11 de 2009. Otro problema que presenta el esquema de convocatorias es la escasa participación de nuevos oferentes.

Por lo anterior, parece justificado revisar la metodología vigente en los términos planteados por la CREG en la Resolución 42 de 2013. La CREG plantea la necesidad de examinar la definición y valoración de las unidades constructivas; el reconocimiento de los gastos AOM; la remuneración de los activos no eléctricos; la tasa de descuento y la inclusión de un factor de productividad. La revisión de estos aspectos no supone ningún cambio en la metodología regulatoria vigente.

3.2.2 Regulación de la distribución

Entre 2008 y 2012, la participación de la distribución en el CU pasó de 36% a 34%. En el nivel 4, la distribución representó el 9% del precio final y en el nivel 3 estuvo cerca del 20%.

Las variables clave en la regulación de la distribución, son la base regulatoria de los activos eléctricos, la tasa de descuento para el cálculo de la anualidad y la vida útil. La definición de unidades constructivas típicas, se torna más problemática a medida que se baja de nivel de tensión. No obstante, el problema fundamental con relación a la base regulatoria de los activos eléctricos tiene que ver con su valoración.

La metodología de remuneración según el valor de reposición a nuevo, asume que el activo está en óptimas condiciones, por tanto, las exigencias de calidad son elevadas. Estas exigencias de calidad son las que -de ser bien controladas y en la medida en que den lugar a las compensaciones a los usuarios- incentivan la inversión

en reposición de los activos. Este es uno de los aspectos más discutidos en relación con esta metodología: su debilidad para garantizar la efectiva reposición de los activos.

Recientemente, la CREG, mediante la Resolución 043 de 2013, puso a consideración de los agentes las bases para determinar la metodología de remuneración de la actividad de distribución para el siguiente periodo tarifario. Es importante destacar que se incluye como criterio para los estudios el de la obtención de tarifas competitivas. Se establece en la Resolución 043 que: "Se requieren tarifas competitivas a nivel internacional". También se resalta el propósito de revisar las variables utilizadas en el cálculo del WACC

"comparándolas con las usadas internacionalmente". Se plantea la necesidad de introducir cargos horarios. Finalmente, la CREG anuncia la intención de "revisar la metodología de actualización de costos de la UC". También, como en transmisión, se propone la posibilidad de considerar en la valoración de los activos, además de sus vidas útiles, el tiempo de utilización y las reposiciones realizadas.

La metodología de remuneración de la distribución es en sí misma adecuada. Los problemas fundamentales radican en la valoración de los activos y en la definición de los parámetros del modelo para el cálculo de la tasa de descuento. Así, más que de metodología, el problema con

la regulación tarifaria de los cargos de distribución es de consistencia regulatoria.

3.2.3 La tasa de descuento

El modelo empleado para la determinación de la tasa de descuento -WACC CAPM- es utilizado ampliamente en la regulación de las actividades de infraestructura, dada la solidez de fundamentos conceptuales. La discusión es sobre los parámetros y supuestos empleados para su estimación en un período de tiempo.

Las tasas de descuento empleadas para el cálculo de las anualidades en transmisión y distribución

disminuyeron en el último periodo tarifario. Los valores observados en otros países comparables en muchos aspectos como Brasil, Chile y Perú deben ser tenidos en cuenta. También es necesario considerar los cambios en situaciones de riesgo comercial y de riesgo país que se han presentado desde 2008 hasta el presente.

3.2.4 Comercialización

La comercialización es un componente no despreciable del costo unitario: es del 11% en promedio. Es un costo que depende del número de usuarios, no de los kilovatios vendidos. Por esta razón se facturaba como un cargo fijo hasta que la CREG decidió, hace varios años, transformarlo en un costo unitario por kilovatio.

El costo base de comercialización -\$/usuario- actualmente vigente fue establecido en la Resolución 097 de 1999, con información de 1997, y desde entonces no se ha revisado. En abril de 2012, la CREG hizo pública la Resolución 044 de 2012 por medio

de la cual se establece la metodología para remunerar la comercialización a usuarios regulados. El aumento en el número de usuarios del sistema en los 15 años transcurridos desde la última actualización, alientan el indicio de que el costo base de comercialización, actualmente vigente, puede estar sobre-remunerando esa actividad.

3.2.5 Las Áreas de Distribución –ADD

Las ADD fueron reglamentadas por el Decreto 388 de 2007. Se trata de unificar cargos tarifarios en mercados con diferencias de costos. Para cada ADD se establece un cargo unificado que es el promedio ponderado de los cargos de los SDL que las integran. El efecto inmediato de las ADD, es elevar los cargos en los SDL menos costosos y reducirlos en los más costosos. Los efectos inmediatos son un poco más sutiles, aunque no es muy difícil entenderlos.

La unificación tarifaria aleja las tarifas de los costos reales de prestar el servicio, con lo que se generan subsidios

cruzados entre regiones, sectores de consumo y categorías de usuarios. Adicionalmente, la unificación tarifaria disminuye las demandas de menor costo y eleva las más costosas, lo que conlleva a un uso ineficiente de las redes; incentiva la autogeneración ineficiente; distorsiona las decisiones sobre el uso de sustitutos; fomenta la inversión en líneas dedicadas; propicia cambios ineficientes de nivel de tensión; distorsiona las decisiones de localización industrial e induce ineficiencia operativa en distribución y comercialización.

3.2.6 Pérdidas

En todos los sistemas eléctricos existe un nivel de pérdidas considerado como eficiente, cuyo costo se traslada a los consumidores finales. El Decreto 387 de 2007 dio lugar a importantes cambios en la regulación de las pérdidas plasmados en las Resoluciones 172, 173 y 174 de 2011. Los aspectos más relevantes, son: asignación de las pérdidas a prorrata de las ventas de energía de los comercializadores de cada OR; asignación al OR de la responsabilidad integral de la gestión de las pérdidas del mercado de comercialización asociado a sus redes, e implantación de planes de reducción de pérdidas cuyos costos se trasladan a las tarifas.

El comercializador entrante en un mercado dado no tiene la responsabilidad de las pérdidas no técnicas ni la capacidad para gestionarlas. La asignación de las pérdidas a prorrata de las ventas de energía de cada comercializador, puede constituir una barrera de entrada y obstaculizar la competencia en comercialización y elevar el precio

del suministro en el mercado no regulado.

Los planes de reducción de pérdidas deben ser aplicados por los OR, cuyas pérdidas reales sean superiores a las reconocidas. Su propósito es lograr una senda de reducción hasta alcanzar las pérdidas eficientes al cabo de cinco años. En general, todo lo concerniente a los planes de reducción de pérdidas parece bien concebido, excepción hecha a su forma de financiación.

3.2.7 Alumbrado público

El alumbrado público es un servicio no domiciliario. Comprende el suministro de energía eléctrica y la operación, mantenimiento y ampliación de la red. Su prestación es responsabilidad de los municipios que contratan libremente el proveedor de la energía y las demás actividades. Históricamente, el cobro de este servicio ha tenido un manejo discrecional por parte de los municipios, lo que ha dado lugar a algunas arbitrariedades. El ente



regulador trató de poner cierto orden mediante las Resoluciones 122 y 123 de 2011: la primera resolución, sobre facturación y cobro conjunto con el servicio de energía; la segunda, sobre costos máximos del servicio. Aunque el Decreto 2424 de 2006, establece que el cobro del servicio de alumbrado público en la factura de servicio sólo puede hacerse cuando refleje el costo del servicio, en muchos municipios se contraviene esa disposición y el servicio se cobra aplicando una tasa al valor de la energía facturada. Esto afecta de forma apreciable a los grandes consumidores industriales, pero también a los regulados de los estratos altos, la industria y el comercio.

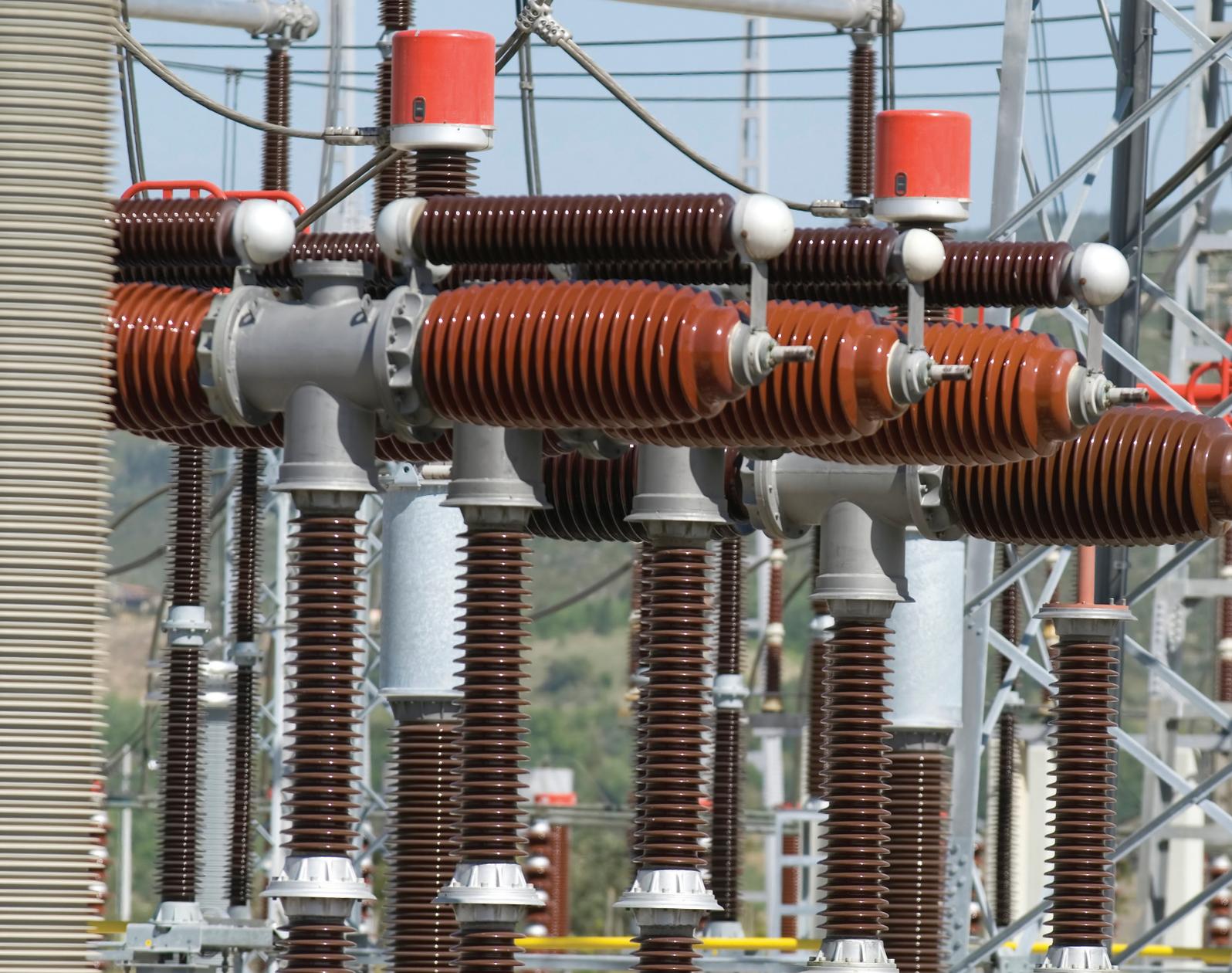
3.3 Otras consideraciones

3.3.1 Tributación sectorial

Con la eliminación de la contribución de solidaridad para la industria, se suprimió el principal factor de distorsión del precio de la electricidad por la tributación. Subsisten cuatro fondos financiados con la fiscalidad sectorial, a saber: Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de Zonas no Interconectadas, (FAZNI), Fondo de Apoyo Financiero para la Electrificación Rural, (FAER), el Fondo de Energía Social, (FOES) y el Programa de Normalización de

Redes (PRONE). En conjunto estos fondos movilizan recursos por unos US\$115 millones. Adicionalmente, la generación paga un impuesto ambiental del 6% del valor de la generación hidráulica y del 4% del valor de la generación térmica.

Todos esos fondos afectan el precio final de la energía. Se establecieron con carácter temporal pero su vigencia siempre se renueva. Eliminar estos fondos tendría un efecto marginal sobre la tarifa, pero suprimiría un factor de distorsión y una fuente de discusión permanente. Reduciría los costos de transacción del sistema: en los últimos años la CREG ha expedido cerca de





cuarenta resoluciones para regular esos fondos, el Ministerio de Minas y Energía una veintena de decretos y el legislativo siete leyes. Todo ello consume tiempo y capacidad de trabajo que podría utilizarse más productivamente. Además, como los fondos afectan la tarifa de todos los usuarios, incluidos los pobres, se presenta la situación paradójica de que se eleven los costos de la energía que debe ser subsidiada con las contribuciones o recursos del presupuesto nacional. Su costo no fiscal parece ser excesivo. Las partidas requeridas podrían incluirse en los presupuestos de las dependencias estatales dedicadas a esos asuntos como el IPSE.

3.3.2 Las cuestiones ambientales y los proyectos de generación y transmisión

Más grave aún que las distorsiones de los precios asociadas a los fondos, es el sobrecosto que resulta de la gestión ambiental y social de los proyectos de generación y transporte actualmente

en desarrollo. Además del impuesto a la producción ya mencionado, la legislación ambiental obliga a hacer inversiones por un monto equivalente al 1% del valor del proyecto. Para los tres grandes proyectos actualmente en construcción - Quimbo, Sogamoso e Hidroituango - esto equivale a no menos de US\$60 millones. Pero esto es sólo la cuota inicial. Adicionalmente, debe definirse y valorarse, en el Estudio de Impacto Ambiental requerido para la obtención de la licencia, un Plan de Manejo Ambiental (PMA) con su respectivo Plan de Monitoreo y Seguimiento. La situación social de las áreas donde se desarrollan los proyectos y la acción de agentes especializados en la protección del ambiente y de los operadores políticos, está llevando a que las empresas enfrenten demandas económicas exorbitantes que desbordan los compromisos del PMA y de la licencia, pero de cuya aprobación depende la construcción del proyecto. El ejemplo más contundente de la magnitud de este problema es el de EPM con la suspensión de Porce IV, asumiendo el riesgo de enfrentar los costos de



las garantías asociadas al cargo por confiabilidad. Son conocidas las dificultades afrontadas por EMGESA en la construcción de El Quimbo y en menor medida las de ISAGEN en Amoyá y Sogamoso. EPM se vio obligada a implantar todo un dispositivo administrativo de amplio espectro, para gestionar la problemática ambiental y social en el entorno de Hidroituango. Esta es, ciertamente, una situación que está afectando el desarrollo de la infraestructura eléctrica incluso en países como Chile, cuya legislación ambiental es poco intrusiva y sus

procedimientos muy expeditos. A los costos incluidos y no incluidos en el PMA que están sufragando las empresas, habría que adicionarles los que resultan de una prolongación de los trabajos, los sobrecostos financieros durante la construcción y el costo de oportunidad del retraso en la operación comercial de los proyectos. Hace algunos años, el Banco Mundial estimó que los proyectos de generación en Brasil estaban asumiendo un sobrecosto ambiental del 20%. Un sondeo entre empresas de generación con proyectos en desarrollo sugiere que

el país se está acercando a esa cifra. Esta situación está afectando también los proyectos de transmisión. Los sobrecostos de la gestión ambiental y social afectarán el precio de la electricidad en el largo plazo.



3.3.3 Combustibles para la generación térmica

La cuestión del combustible para la generación térmica es ampliamente conocida. La Resolución 062 de 2013 puede contribuir a despejar el panorama en el mediano plazo. Sin embargo, a corto plazo, subsiste el problema de que una parte importante de la generación térmica está respaldada con combustibles líquidos y en el momento en que dichas plantas se requieran, el precio "spot" se elevará considerablemente. Asimismo, el déficit de gas que se

prevé en un futuro cercano, la carencia de inversión en infraestructura del mercado de gas natural y la incertidumbre regulatoria sobre este sector, afectan las expectativas de precio de los contratos de generación de largo plazo, pone en riesgo la generación térmica y por tanto, afecta la seguridad de suministro eléctrico del país. Ante tal incertidumbre y la gran concentración de la oferta no solo en las reservas existentes, sino en los esfuerzos exploratorios más promisorios, las soluciones propuestas por las Resoluciones 061 y 062 de 2013 de la CREG

de importar gas para respaldar la generación térmica en épocas de El Niño, y la Resolución 113 de 2013 sobre la comercialización del gas, aparecen como las únicas alternativas con posibilidades de implantarse a tiempo para mejorar la transparencia del sector, facilitar el mercado secundario y como estrategia ante la incertidumbre en las disponibilidades futuras.

3.3.4 Participación en bolsa de los grandes consumidores

Algunos industriales y expertos que asesoran a los grandes consumidores industriales, han planteado la propuesta de permitir que los grandes consumidores industriales puedan comprar su energía directamente en la bolsa. Lo primero que hay que señalar, es que pueden hacerlo por intermedio de un comercializador y que además lo están haciendo cuando en los contratos pactan precios ligados al precio de la bolsa. A nuestro entender, los problemas que actualmente perciben los industriales con respecto a la contratación bilateral, puede solucionarse por otros mecanismos diferentes a la compra directa de energía en bolsa. Este estudio plantea que la solución a los problemas de la contratación bilateral pasa por la creación de un mercado público de largo plazo, donde se forme un precio relevante para confrontar con los de la contratación bilateral y que sea una alternativa efectiva para ésta. La compra en bolsa

entraña riesgos bien conocidos. Si se presentan, como siempre es factible, alzas considerables, ello puede llevar a reacciones gremiales y políticas inconvenientes.

3.3.5 Migración de nivel de tensión

Es muy probable que la migración de nivel de tensión esté motivada por las distorsiones que introducen los cargos ADD y la asignación de las pérdidas. A fin de cuentas, el gran consumidor habrá de hacer inversiones en transformación para llevar la energía al nivel de tensión en el que realiza su consumo. Estas inversiones y los costos de operación y mantenimiento de las instalaciones, deben ser inferiores a la porción del cargo D que se evitan con el "bypass". Si el sistema de distribución es eficiente, es dudoso que sea así en razón de las economías de escala y densidad. Sin embargo, si los cargos de distribución están distorsionados como ocurre con el cargo ADD, bien puede ocurrir que con el bypass, el gran consumidor

obtenga una reducción sustancial en el costo total del suministro.

3.3.6 Contribución de solidaridad y zonas francas

Los operadores de zonas francas no están clasificados como consumidores industriales. El usuario operador es el responsable de la compra de la energía ante el comercializador. Sin embargo, una industria localizada en la zona franca puede optar por comprar a un comercializador directamente la energía, estableciendo un punto de conexión y pagando la energía al nivel de tensión en el cual consume. La ventaja del esquema de la compra en bloque, es que la energía se compra generalmente en un nivel de tensión superior, brindando la posibilidad de acceder a mejores tarifas. Con la eliminación de la contribución para el sector industrial, el usuario operador no ha podido obtener el beneficio para las industrias instaladas en la zona franca, dado que la factura se hace a su nombre y por ende, bajo

el CIU del usuario operador, el cual no está contenido dentro de los beneficiarios por no ser el Usuario Operador del sector industrial. La actividad del usuario operador es de servicios (Decreto 2915 de 2011). Lo anterior afecta, según la ANDI, a cerca de 300 compañías manufactureras que tienen derecho a este beneficio.

3.3.7 Autogeneración y cogeneración

Sucesivos gobiernos han buscado promover la cogeneración. El desarrollo de esta actividad es uno de los aspectos contemplados en los programas de uso racional.

Hay en el país unos 600 MW de potencia instalada en plantas de cogeneración, de los cuales unos 60 MW están registrados en el mercado mayorista. La UPME estima en 850 MW el potencial, la ANDI en 773 MW. La actividad está regulada desde los años 90 (Resoluciones 085 de 1996, 107 de 1998, 032 y 039 de 2001 y 077 de 2009). En desarrollo de lo dispuesto por la Ley

1215 de 2008, la CREG expidió las Resoluciones 005 de 2010 y 047 de 2011 que constituyen el marco regulatorio actual de la actividad. En Colombia, la capacidad instalada en autogeneración es de 1.100 MW, un 75% de los cuales es propiedad de empresas petroleras.

Los productores marginales, independientes o para uso particular, pueden enajenar toda o una parte de la energía que producen a una clientela que puede estar compuesta por socios o personas vinculadas económicamente a la empresa. El autogenerador, en cambio, no enajena energía, él consume la que produce, razón por la cual sólo utiliza la red pública para obtener respaldo del sistema. Por eso mismo, para ser considerado autogenerador, debe tratarse de una misma persona natural o jurídica que produce y consume la energía.

La aspiración de los consumidores industriales de Colombia es que la autogeneración tenga una condición análoga a la del autoprodutor de Brasil, es decir, que pueda vender sus excedentes a la red.

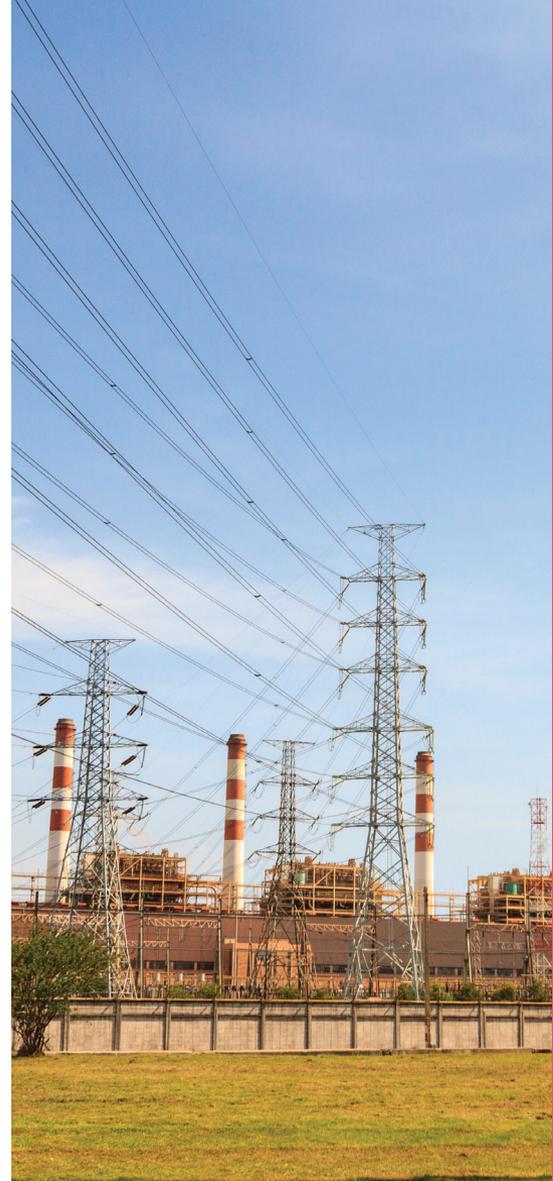
La regulación de la cogeneración parece adecuada desde el punto de vista técnico y comercial. Puede ser necesaria una difusión mayor de sus condiciones y beneficios y probablemente, el diseño de alternativas de financiación. Para incentivar la autogeneración, de suerte que el incremento potencial o efectivo de la oferta de electricidad ejerza una presión competitiva en el mercado, es necesario modificar la condición legal del auto-generador y regular, de forma similar a la cogeneración, las condiciones de venta de sus excedentes y los términos del respaldo.

3.3.8 Reducir el umbral de consumo para acceder al mercado no regulado

Para ser considerado un usuario no regulado, el usuario debe consumir un mínimo de 55 MWh/mes ó 0.1 MW de potencia. En este caso, el usuario debe instalar un medidor con capacidad de telemedida. El mercado no regulado representa

aproximadamente el 30% de la demanda de electricidad del país y está compuesto por más de 4.000 usuarios; estos usuarios se conectan a la red, principalmente en el nivel de tensión 2, y más de la mitad de ellos se ubican en el Distrito Capital y en los departamentos de Antioquia y Valle.

El umbral para acceder al mercado no regulado no se modifica desde hace más de 10 años. Una reducción adicional que aumente a un 40% la demanda no regulada, dinamizaría considerablemente el mercado.



4. RECOMENDACIONES

A continuación se presentan las recomendaciones y una evaluación cualitativa de las mismas de acuerdo con los criterios de factibilidad, plazo e impacto en distintos sectores de la cadena. Inicialmente se reproducen las recomendaciones y posteriormente se presenta una tabla en la que se evalúan de acuerdo con los criterios mencionados. Para facilitar la lectura, las recomendaciones y las tablas respectivas, se presentan agrupadas en las categorías empleadas anteriormente: funcionamiento de los mercados, actividades reguladas, institucionales y aspectos que favorecen la industria.

Los criterios de evaluación no precisan ninguna aclaración, salvo el de plazo, que se refiere al término en el cual la entidad responsable debe haber adoptado la medida que desarrolla la recomendación y el del agente afectado directamente. Por corto plazo se entiende 6 meses y por mediando plazo entre 6 y 12 meses. Los agentes pueden ser afectados en su ingreso, en las tarifas o en las condiciones de su actuación en el mercado.

4.1 Recomendaciones sobre el funcionamiento de los mercados

Recomendación 1

Mantener la arquitectura fundamental del mercado actual, establecer ajustes para mejorar la formación de precios y atender los problemas identificados en el entregable 1 de la consultoría, que en orden de importancia, son: la falta de un mercado líquido, competitivo y transparente de contratos; el desempeño del cargo por confiabilidad; el control del ejercicio de poder de mercado; el formato de ofertas en bolsa y el mecanismo de arranque y parada.

Recomendación 2

Introducir ajustes de corto plazo: incluir más pares de precio y cantidad, eliminar el sistema de arranque y parada y mejorar la remuneración del AGC y otros. El estudio que propone la CREG debería concentrarse en el diseño de estas medidas.



Recomendación 3

Centrar el esfuerzo regulatorio en el desarrollo de un mercado de contratos de largo plazo, tomando como punto de partida las propuestas sobre el MOR de 2011 y adelantar una discusión amplia con expertos nacionales e internacionales, similar a la que se dio sobre el Documento CREG 118 de 2010. Fijar un término creíble para la implantación de un mercado de contratos de largo plazo estandarizados, con participación obligatoria para la demanda regulada y participación libre para la no-regulada.

Recomendación 4

En el corto plazo es posible ajustar algunos elementos con medidas menores, que permitan disminuir sobrecostos atribuibles al actual cargo por confiabilidad por la sobrestimación de la demanda objetivo. Un cambio radical en el corto plazo no es aconsejable, por las posibles implicaciones en la confianza inversionista, lo apretado de la agenda regulatoria, que limita la capacidad operativa de las instituciones para

poner en marcha un remplazo, sin hacer las pruebas y evaluaciones que parece faltaron al momento de adoptar el presente cargo. Por tanto, se recomienda mantener el esquema del cargo por confiabilidad y efectuar los ajustes necesarios para garantizar el cumplimiento de las obligaciones por parte de los agentes y eliminar así la incertidumbre jurídica.

Recomendación 5

La CREG debe pronunciarse y discutir con los industriales- sobre las recomendaciones de la consultoría para evaluar los aspectos formales de las cuatro subastas realizadas, además de revisar la eficacia del tipo de subasta de reconfiguración adoptada, con base en los lánguidos resultados descritos en el entregable 1 de la consultoría. Igualmente, buscar la forma de ajustar con más frecuencia la demanda objetivo para los años en que no haya subasta. La proyección de la demanda objetivo, para los años de subasta, será más realista en la medida en que se definan mejor los mecanismos de seguridad.

Recomendación 6

La opinión de los consultores es la de que pese a la importancia del asunto que pretende remediar la Resolución 150 de 2012, la CREG debería hacer un alto en el camino y discutir en un taller con expertos internacionales y nacionales, una alternativa que utilice instrumentos del mercado para garantizar la disponibilidad del OEF, de manera similar a la que se dio en la discusión del Documento CREG 118 de 2010 para mitigar el poder de mercado. Una alternativa podría ser incrementar los costos de no cumplir con las OEF a un nivel superior al incumplimiento de los contratos de largo plazo, y utilizar a la SSPD para vigilar el cumplimiento de las medidas que permiten responder oportunamente, imponiendo sanciones que realmente incentiven su cumplimiento. Esta vigilancia debe incluir que todo respaldo vendido en el mercado secundario sea genuino.

Recomendación 7

Propiciar la participación de la demanda mediante la introducción de

tarifas horarias tanto para generación como para los componentes de transporte y distribución en ambos mercados, regulado y no regulado. La CREG podría proceder a diseñar experimentos con opciones tarifarias en algunas zonas de alto consumo como en la Costa Atlántica, para evaluar el impacto de tarifas por hora del día. La UPME, en colaboración con otras entidades, puede establecer lineamientos para diseños apropiados de experimentos que utilicen la medición inteligente.

Recomendación 8

El Ministerio de Minas y Energía debe promover en conjunto con la SIC, la SSPD y la CREG el fortalecimiento del CSMEM y su ubicación como entidad independiente, dentro del ordenamiento jurídico Colombiano, que le permita cumplir a cabalidad las funciones para las cuales fue creado. Para tal efecto, contratar la asistencia legal y técnica que se requiera. Esta consultoría conceptúa que, salvo mejor opinión, el CSMEM debe estar adscrito a la SIC por cuanto esta entidad es la que en última instancia vigila la competencia.

Tabla 4 1. Evaluación de las recomendaciones sobre el mercado

Recomendaciones sobre el funcionamiento de los mercados								
Recomendación	1	2	3	4	5	6	7	8
Ejecutor	CREG	CREG	CREG	CREG	CREG	CREG - SSP	CREG - UPME	Ministerio
Plazo de ejecución	Mediano	Corto y Mediano	Corto	Corto y Mediano	Corto	Corto	Mediano	Corto
Tipo de medida	Estudios Resoluciones	Estudios Resoluciones	Estudios Resoluciones	Estudios Resoluciones	Resolucion	Estudios Resoluciones	Estudios Resoluciones	Decreto
Agentes afectados directamente	Generadores comercializadores	Generadores comercializadores	Generadores comercializadores no regulados	Generadores	Generadores	Generadores	Generadores comercializador no regulados	Ninguno
Factibilidad	Alta	Alta	Alta	Alta	Alta	Alta	Alta	Alta
Impacto fiscal	Nulo	Nulo	Nulo	Nulo	Nulo	Nulo	Nulo	Nulo
Impacto sobre los precios y costos de la industria	Positivo - Mediano y largo plazo	Positivo - Mediano y largo plazo	Positivo - Mediano y largo plazo	Positivo - Mediano y largo plazo	Positivo	Ninguno	Positivo	Positivo
Impacto sobre la calidad, confiabilidad y sostenibilidad	Positivo	Ninguno	Positivo	Positivo	Positivo	Positivo	Ninguno	Ninguno
Impacto sobre los precios para el sector regulado	Positivo - Mediano y largo plazo	Positivo - Mediano y largo plazo	Positivo - Mediano y largo plazo	Positivo - Mediano y largo plazo	Positivo	Ninguno	Positivo	Positivo

4.2 Recomendaciones sobre las actividades reguladas

Recomendación 9

No es necesario ni conveniente proceder a una revisión anticipada de la metodología tarifaria de la transmisión. El actual período regulatorio termina en abril de 2014, y la CREG ya puso a consideración de los agentes las bases del estudio para determinar la metodología de remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el próximo período tarifario. En el estudio de unidades constructivas hay que tener en cuenta los valores ofertados por los agentes en las convocatorias de la UPME de los últimos años. El modelo empleado para el cálculo de la tasa de descuento debe mantenerse, pero es necesario revisar sus parámetros para ponerlos en concordancia con los empleados en países como Brasil, Chile y Perú. Es importante considerar el problema que supone la metodología de valoración de la totalidad del activo

a costos de reposición a precios de mercado, en la medida en que puede dar lugar a cambios muy sustanciales en el valor de las anualidades y por tanto, en el cargo trasladado al usuario final. Sería conveniente evaluar, en el marco de la revisión de la metodología actualmente en curso, un esquema en el que el valor de reposición a nuevo se aplique exclusivamente a las inversiones en reposición realizadas durante el período regulatorio anterior, manteniendo anclado el valor de los demás activos. De esta forma, se evitarían cambios bruscos en las tarifas de un período regulatorio a otro, que pueden ir en detrimento de la estabilidad financiera de las empresas o del interés de los consumidores. Finalmente, deben introducirse cambios al esquema de convocatorias para los proyectos de expansión del STN, de suerte que se incremente el número de agentes participantes.

Recomendación 10

El período tarifario en curso culmina en septiembre de 2013. No es

conveniente ni necesaria una revisión anticipada de la metodología. Debe continuarse con el proceso iniciado con la Resolución 043 bajo los lineamientos allí indicados que podrían convertirse en lineamientos de política. Sin embargo, este proceso desde la formulación de las bases hasta la expedición de los cargos para cada uno de los OR puede demorarse unos 18 meses. Por esa razón, se propone que se dé prioridad al proceso de revisión y adopción de la nueva metodología de distribución. Dado el objetivo de dar regularidad a las tarifas de los consumidores y a los ingresos de las empresas, es necesario establecer un mecanismo de validación ex ante de los impactos de los cambios en el valor de la base regulatoria de activos que puedan tener sobre las tarifas de usuario final y sobre las finanzas de las empresas. La regulación chilena estipula un mecanismo de este tipo. Adicionalmente, para evitar las variaciones extremas en la valoración de las unidades constructivas, como las de la Resolución 097 de 2008, puede ser conveniente limitar la aplicación de los nuevos valores a

las reposiciones realizadas durante el período regulatorio anterior, manteniendo inalterado en términos reales el valor de los demás activos.

Recomendación 11

A juicio de esta consultoría, no parece necesario ni conveniente modificar la metodología actual para el cálculo de las tasas de descuento de las actividades de transporte de electricidad. Deben modificarse los parámetros de cálculo de acuerdo con los lineamientos de las Resoluciones 042 y 043 de 2013.

Recomendación 12

Expedir de inmediato la resolución en firme por medio de la cual se regula la actividad de comercialización en el mercado regulado. A juicio de esta consultoría hay que reducir el cargo de comercialización. El costo de comercialización es independiente del nivel de consumo, por esa razón debe recuperarse como una tarifa por usuario. Se recomienda restablecer el cargo fijo.

Recomendación 13

Los beneficios de las ADD son más aparentes que reales. Generan transferencias indiscriminadas y toda clase de distorsiones económicas. Si el propósito de las ADD es unificar la tarifa de los estratos bajos, esto puede lograrse mediante un esquema de subsidios diferenciales por regiones. Se recomienda eliminar gradualmente las ADD.

Recomendación 14

La distribución de las pérdidas de energía a prorrata de las ventas entorpece la competencia en comercialización y elevan el precio de la energía. Se recomienda modificar la política y la regulación en ese aspecto. La asignación a la demanda de los costos de los planes de reducción de pérdidas, elevará el costo de suministro para todos los usuarios. Si los planes son eficientes económicamente, el valor de la energía ahorrada como consecuencia de su aplicación permitirá recuperar la inversión en pocos años. Por esta razón, se propone establecer una

línea de crédito blando, tipo Findeter, para financiar esos planes teniendo como medio de repago el valor de la energía ahorrada. De esta forma, el costo de los planes no será trasladado a las tarifas. Adicionalmente, se debe buscar la consistencia del manejo de las pérdidas con la comercialización minorista, y asignar la responsabilidad total de su gestión y medición a los operadores de red.

Recomendación 15

Los problemas con el alumbrado público provienen de la ausencia de legislación. Se debe legislar sobre este asunto y precisar los elementos del tributo (sujeto, hecho generador, rango de la tarifa); los parámetros para determinar la tarifa dentro de los rangos de ley y la naturaleza misma del tributo: tasa, impuesto o contribución. Por lo pronto, ante la dificultad para hacer que los municipios cumplan con lo dispuesto en el Decreto 2424 de 2006 y las resoluciones de la CREG que lo desarrollan, se debe prohibir el cobro del servicio de alumbrado público en las facturas de electricidad para evitar su vinculación con los consumos de energía.

Tabla 4.2. Evaluación cualitativa de las recomendaciones sobre actividades reguladas

Recomendaciones sobre actividades reguladas							
Recomendación	9	10	11	12	13	14	15
Ejecutor	CREG	CREG	CREG	MME - CREG	MME - CREG	MME - CREG	MME
Plazo de ejecución	Corto	Corto	Corto	Corto	Corto	Corto	Corto
Tipo de medida	Estudios Resoluciones	Estudios Resoluciones	Estudios Resoluciones	Decreto Resoluciones	Decreto Resoluciones	Decreto Resoluciones	Ley Decreto
Agentes afectados directamente	Transmisores	Distribuidores	Distribuidores y transmisores	Comercializadores	Distribuidores	Distribuidores	Distribuidores
Factibilidad	Alta	Alta	Alta	Alta	Alta	Alta	Baja
Impacto fiscal	Nulo	Nulo	Nulo	Nulo	Nulo	Nulo	Nulo
Impacto sobre los precios y costos de la industria	Positivo	Positivo	Positivo	Ninguno	Positivo	Según región y nivel de tensión	Positivo
Impacto sobre la calidad, confiabilidad y sostenibilidad	Positivo	Positivo	Ninguno	Ninguno	Ninguno	Positivo	Ninguno
Impacto sobre los precios para el sector regulado	Positivo	Positivo	Positivo	Positivo	Mixto	Según región y nivel de tensión	Positivo

4.3 Recomendaciones sobre aspectos institucionales y otras

Recomendación 16

Las autoridades del sector, especialmente el Ministerio, deben adelantar gestiones para evitar que los proyectos mencionados se conviertan en leyes. De forma general, el Ministerio tiene que hacer un seguimiento permanente de la agenda legislativa sectorial y apoyar la labor de los gremios en su propósito de evitar que se aprueben proyectos que alteren de forma inconveniente el marco legal del sector eléctrico.

Recomendación 17

El Gobierno Nacional debería revisar la normativa que define los procedimientos regulatorios, para establecer evaluaciones ex ante de las medidas que impacten el mercado y a los consumidores. Igualmente, la SSPD debería contratar una consultoría que busque armonizar

las fuentes de información sobre el mercado en todos sus segmentos.

En particular, debería recomendar sistemas de medición que permitan precisar mejor la información de contratos no regulados; reformar la Resolución 135 de 1997 para que se explicita mejor el tipo de información requerida, así como las sanciones por inexactitudes. En la Superintendencia se debe trabajar en organizar la información recolectada sobre contratos y tarifas aplicadas a los usuarios regulados. Esta entidad debe proveer de forma periódica, información sobre el precio de la energía en Colombia por tipo de usuario, clase de consumidor, empresa y región del país.

Recomendación 18

Hacer evaluación ex ante de los impactos de la regulación sobre el funcionamiento de los mercados y el precio de la energía. El gobierno nacional debe revisar la normativa que define los procedimientos regulatorios, para establecer evaluaciones ex ante

de las medidas que impacten el mercado y los consumidores.

Recomendación 19

Asumir presupuestalmente las contribuciones recaudadas por medio de la bolsa de energía y el STN.

Recomendación 20

Adoptar medidas para facilitar los procesos de licenciamiento y revisión de las licencias de los proyectos del sector eléctrico. Presentar el proyecto de ley sobre consulta previa, estableciendo términos precisos al proceso de consulta y un mecanismo de cierre. Revisar el Decreto 2820 de 2010 buscando introducir algún tipo de medidas que permitan cumplir los plazos del licenciamiento y modificación de las licencias.

Acelerar la expedición del documento CONPES anunciado sobre el tema.

Recomendación 21

Continuar con el establecimiento de una política coherente de abastecimiento de gas para las plantas térmicas y eliminar temporalmente los impuestos a los combustibles líquidos de los agentes térmicos. La fuente energética de respaldo por el momento está basada en líquidos, lo cual lleva a un precio de mérito Kwh de aprox 580 pesos. Una posibilidad es que el costo del combustible, el cual tiene aproximadamente un 50% de su composición en impuestos, se reduzca en esa cuantía a las generadoras, lo que no modificaría estructuralmente el mercado y la posibilidad de respaldo efectivo a

costo razonable. Esto sería solamente para las generadoras que ya tengan el respaldo con líquidos, procurando que las que le apostaron al respaldo con gas natural importado se mantengan. Esto sería especialmente bueno para las generadoras térmicas del interior, que debido al transporte no pueden competir con GNI.

Recomendación 22

Fortalecer la coordinación institucional (UPME, ANLA, XM, MME) para garantizar la planeación y ejecución oportunas de las expansiones requeridas del SIN, con el objeto de eliminar los cuellos de botella causantes de las restricciones.

Recomendación 23

La UPME puede liderar un examen sobre las posibles consecuencias en los precios y en el mercado de diferentes políticas que busquen diversificar la matriz energética, para aumentar la suficiencia energética a costos razonables en la próxima década. El ejercicio puede enriquecerse si es sustentado con resultados de instrumentos analíticos adecuados, pero también requiere el concurso de variados puntos de vista y una discusión amplia y sincera sobre el tema. Simultáneamente, sería conveniente revisar los estimados del potencial hidroeléctrico y de renovables económicamente desarrollables, empezando por el inventario de los proyectos actualmente bajo estudio de promotores privados.

Tabla 4 3. Evaluación cualitativa: recomendaciones institucionales y otras recomendaciones

Recomendaciones sobre el funcionamiento de los mercados								
Recomendación	16	17	18	19	20	21	22	23
Ejecutor	MME	SSP - CREG	MME - DNP	MME - MHCP	MME	MME	MME ANLA - XM - UPME	UPME
Plazo de ejecución	Corto	Corto	Corto	Corto	Corto	Corto	Corto	Corto
Tipo de medida	N.A	Resoluciones	Decreto	Decreto	Decreto, ley resolución	Decreto	Actuación administrativa	Estudios
Agentes afectados directamente	Todos los agentes de la cadena	N.A	N.A	N.A	Generadores transmisores distribuidores	Generadores	Generadores y transmisores	N.A
Factibilidad	Alta	Alta	Alta	Media	Media	Alta	Alta	Alta
Impacto fiscal	Nulo	Nulo	Nulo	Negativo	Nulo	Negativo bajo	Nulo	Nulo
Impacto sobre los precios y costos de la industria	Positivo	Ninguno	Ninguno	Positivo	Positivo	Positivo	Positivo	Ninguno
Impacto sobre la calidad, confiabilidad y sostenibilidad	Ninguno	Ninguno	Ninguno	Ninguno	Ninguno	Positivo	Positivo	Ninguno
Impacto sobre los precios para el sector regulado	Positivo	Ninguno	Ninguno	Positivo	Positivo	Positivo	Positivo	Ninguno

4.4 Recomendaciones para favorecer a la industria

Recomendación 24

Incluir dentro de la agenda de la CREG, la evaluación de la participación directa de los grandes consumidores en el mercado de corto plazo.

Recomendación 25

Esta consultoría comparte el planteamiento de la CREG sobre la necesidad de revisar la cuestión del cambio en el nivel de tensión. Sin embargo, esto no debe hacerse en el marco de la revisión de la metodología de remuneración de la distribución. Es necesario y conveniente establecer en qué medida es cierto, cómo reclaman los usuarios industriales, si las empresas haciendo uso de la discrecionalidad para decidir sobre el asunto que les otorga la regulación están procediendo de manera arbitraria. Para ello, se propone que la Superintendencia asuma de oficio la revisión de todas las solicitudes

presentadas por los usuarios y negadas por las empresas y se pronuncie de manera rápida.

Por su parte, la CREG debe revisar los procedimientos contemplados en las normas mencionadas y expedir, si fuese necesario, una nueva regulación que facilite la migración, pero que tenga en cuenta, además de los aspectos técnicos, el interés económico del OR y el de los demás consumidores cuyos costos de distribución pueden aumentar. Se debe revisar también la definición de activos de conexión de la Resolución 097 de 2008, para permitir que dichos activos puedan ser compartidos por varios usuarios finales.

Recomendación 26

Estimular la competencia en el mercado no regulado, reduciendo los límites a la participación los cuales no se modifican desde 2000. Esto debe estar acompañado de una regulación integral de la comercialización minorista, que incluya los problemas del cargo fijo y el prestador de última instancia, entre otros.

Recomendación 27

No se trata de que la energía consumida por el Usuario Operador quede exenta de la contribución. La propuesta es hacer llegar el beneficio a los usuarios industriales, para lo cual se puede establecer un mecanismo en el cual, la energía industrial de la facturación en bloque, se diferencie de la energía consumida por los usuarios no industriales. Sería responsabilidad del usuario operador, verificar los consumos industriales al interior de la zona y guardar los soportes respectivos en caso de ser requerido por las autoridades. Otra forma de lograr este objetivo, es independizar la medida de los consumos de los usuarios industriales.

Recomendación 28

Evaluar el medio por el cual se puede modificar la condición legal del auto-generador y del productor marginal independiente. Si dicha modificación no puede darse mediante resolución o decreto, se debe lograr presentar ante el Congreso un proyecto de ley que modifique la condición legal del auto-

generador y del productor marginal independiente, de suerte que puedan vender sus excedentes al sistema. Una vez obtenido el cambio legal, la CREG debe regular la materia en aspectos tales como las condiciones de venta de los excedentes, los términos de respaldo, etc.

Recomendación 29

Poner en práctica programas como el de BID - BANCOLDEX, para el financiamiento de auditorías energéticas y la adopción de medidas de eficiencia en las industrias. Apoyar las propuestas de creación de APP para el fomento de la eficiencia energética que viene desarrollando la UPME.

Recomendación 30

Disponer que el beneficio de la exención de la contribución del 20%, se aplique de forma automática a todos los consumidores clasificados como industriales, según el código CIU.

Tabla 4 4. Recomendaciones enfocadas a promover la competitividad de la Industria.

Recomendaciones sobre actividades reguladas							
Recomendación	24	25	26	27	28	29	30
Ejecutor	CREG	CREG	CREG	MME	MME	MME	MME
Plazo de ejecución	Mediano	Corto	Corto	Corto	Mediano	Corto	Corto
Tipo de medida	Estudios Resoluciones	Resolución	Resolución	Decreto	Ley	Decisión administrativa	Decreto
Agentes afectados directamente	Generadores Comercializadores	Distribuidores	Distribuidor Comercializador	N.A.	Generadores	N.A.	N.A.
Factibilidad	Media	Alta	Alta	Alta	Media	Alta	Alta
Impacto fiscal	Nulo	Nulo	Nulo	Pequeño	Nulo	Nulo	Pequeño
Impacto sobre los precios y costos de la industria	Positivo	Positivo	Positivo	Positivo	Positivo	Positivo	Positivo
Impacto sobre la calidad, confiabilidad y sostenibilidad	Ninguno	Ninguno	Ninguno	Ninguno	Positivo	Positivo	Ninguno
Impacto sobre los precios para el sector regulado	Ninguno	Ninguno	Positivo	Ninguno	Ninguno	Ninguno	Positivo

BIBLIOGRAFÍA

- ANEEL, Agencia Nacional de Energía Eléctrica. Disponible en: <http://www.aneel.gov.br/?idiomaAtual=1>
- CIER (2012), "Tarifas eléctricas en distribución", Informe para América Latina, 2012, Secretaría Ejecutiva CIER; Uruguay, Montevideo. CIER, Comisión de Integración Energética Regional. Disponible en: <http://www.cier.org.uy/>
- CNE, Comisión Nacional de Energía. Gobierno de Chile. Disponible en: <http://www.cne.cl/>
- CREG (2007), Resolución 033 de 2007, por la cual se modifica el Artículo 12 de la Resolución CREG-119 de 1998. Diario Oficial No. 46.625, 11 de mayo de 2007.
- CREG (2009), Resolución 190 de 2009, por la cual se modifica el Artículo 12 de la Resolución CREG-119 de 1998. Diario Oficial No. 47.598, 20 de enero de 2010.
- CREG (2009), Resolución 23 de 2009, por la cual se adopta el Mercado Organizado –MOR–.
- CREG (2010), Resolución 005 de 2010, por la cual se determinan los requisitos y condiciones técnicas que deben cumplir los procesos de cogeneración y se regula esta actividad. Diario Oficial No. 47.621, 12 de febrero de 2010.
- CREG (2011), Resolución 047 de 2011, por la cual se regulan las pruebas y auditoría definidas en la Resolución CREG 005 de 2010.

- CREG (2013), Resolución 62 de 2013, por la cual se establece un ingreso regulado por el uso de Gas Natural Importado en generaciones de seguridad.
- CREG (2013), Resolución 061 de 2013, por la cual se modifica el cronograma para acogerse a la OPACGNI para las asignaciones de OEF del período 2015-2016.
- CREG (2013), Resolución 42 de 2013, por la cual se ponen en conocimiento de los prestadores del servicio de energía eléctrica, usuarios y terceros interesados, las bases sobre las cuales la Comisión efectuará el estudio para determinar la metodología de remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica, para el siguiente periodo tarifario. Numeral 3.2, p. 10.
- CREG (2013), Resolución 43 de 2013, por la cual se ponen en conocimiento de los prestadores del servicio de energía eléctrica, usuarios y terceros interesados, las bases sobre las cuales la Comisión efectuará el estudio para determinar la metodología de remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional para el siguiente período tarifario. Numeral 3, p. 11.
- EIA, Portal Oficial US. Energy Information Administration. Disponible en: www.eia.gov/electricity/data.cfm
- EMV, disponible en: <http://www.emvi.fi/data.asp?articleid=1089&pgid=219&languageid=826>
- Europe's Energy Portal. Disponible en: <http://www.energy.eu/>
- European Commission Eurostat, EUROSTAT, disponible en: http://epp.eurostat.ec.europa.eu/statistics_explained/index.php/Electricity_and_natural_gas_price_statistics#Publications
- FERC, Federal Energy Information, disponible en: <http://www.ferc.gov/>
- Johnstone, D., (2003), "Replacement cost asset valuation and the regulation of Energy infrastructure tariffs", Centre for the study of regulated industries, University of Bath.
- Kepco . Portal oficial Korea. Disponible en: Kepco - <http://www.kepco.co.kr/eng/>

- Ley 142 de 1994, por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones. Diario Oficial No. 41.433, 11 de julio de 1994.
Mercados Energéticos Consultores (2011), Estudio del impacto del marco regulatorio de energía eléctrica, pp. 75–77.
- Neenan, D., (2013), "Why Direct Participation of customers in the Wholesale Market is counterproductive", Harvard Electricity Policy Group, March 7, 2013, disponible en <http://www.hks.harvard.edu/hepg/Papers/2013/NeenanHEPG32013.pdf>
- NEON, Sistema de Información, disponible en: <http://sv04.xm.com.co/neonweb/>
OLADE, Organización Latinoamericana de Energía. <http://www.olade.org/>
- OSINERGEM, Portal oficial del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, Gobierno de Perú, disponible en: <http://www.osinergmin.gob.pe/newweb/pages/Publico/1.htm?8461>
- Portal oficial de Finlandia, disponible en: <http://energia.fi/en/statistics-and-publications/electricity-statistics>
- Portal oficial de Noruega, disponible en: <http://www.ssb.no/en/elkraftpris>
- Portal oficial de Suecia, disponible en: http://www.scb.se/default___2154.aspx
- SEC, Superintendencia de Electricidad y Combustibles, Gobierno de Chile, disponible en: <http://www.sec.cl/portal/page>
- UNIANDES, (2009), "Metodología y estimación del costo promedio ponderado de capital (WACC) para empresas de distribución de energía eléctrica", Facultad de Administración, Resumen Ejecutivo, p. 14.
- XM S.A E.S.P., Expertos en mercados, disponible en: <http://www.xm.com.co/Pages/Home.aspx>



PRESENTADO POR

