



ENERGÍA



Calidad en el suministro eléctrico. Puesto entre 138 países [1 indica la mejor calidad del suministro eléctrico].

Fuente: WEF [2016].



BALANCE DE LA DÉCADA PARA COLOMBIA

2016-2017

INFORME NACIONAL DE COMPETITIVIDAD

CONSEJO PRIVADO DE COMPETITIVIDAD

Tema	Indicador	Ranking en América Latina 2006	Ranking en América Latina 2016	Evolución durante la década	Fuente
Panorama general	Consumo de energía eléctrica (kWh per cápita)*	10 de 18	13 de 18 ¹		Banco Mundial
	Ranking en el Energy Trilemma Index**	3 de 18	2 de 18 ²		Consejo Mundial de Energía
Confiabilidad	Producción eléctrica de fuentes renovables (con excepción de la hidroeléctrica) (% del total)	12 de 18	10 de 18 ³		Banco Mundial
	Producción eléctrica con fuentes fósiles (% del total)	3 de 16	6 de 18 ²		Banco Mundial
	Dependencia de la principal fuente de generación	12 de 18 ⁴	14 de 18 ²		Consejo Mundial de Energía y XM
Precio	Precios de la energía eléctrica para la industria	10 de 15 (cuarto trimestre de 2006)	12 de 15 (cuarto trimestre de 2015)		Osinergmin
	Número de días requeridos para obtener una conexión a energía permanente	16 de 16	17 de 18 ²		Banco Mundial
Calidad	Población con acceso a energía eléctrica (%)	6 de 18 ⁵	11 de 18 ⁶		Banco Mundial
	Calidad del suministro eléctrico	4 de 18	10 de 18		Foro Económico Mundial
	Valor perdido debido a cortes eléctricos (% de las ventas)	4 de 15	5 de 18 ⁷		Banco Mundial

Notas

1/ Datos correspondientes al año 2013. 2/ Datos correspondientes al año 2015. 3/ Datos correspondientes al año 2014. 4/ Datos correspondientes al año 2011.

5/ Datos correspondientes al año 2000. 6/ Datos correspondientes al año 2012. 7/ Datos correspondientes al año 2010. */ Los valores más altos generalmente se asocian con el desarrollo de actividades productivas de alta intensidad energética y mayor valor agregado. **/ El Energy Trilemma Index clasifica a los países según su capacidad para proveer políticas de desarrollo energéticas sustentables en tres dimensiones: seguridad energética, equidad en el acceso y sostenibilidad ambiental.



La disponibilidad y el costo de la energía son determinantes para la competitividad empresarial, pues sostienen la capacidad productiva y determinan las estructuras de costos de las organizaciones. Un sistema eléctrico poco competitivo pone en desventaja a las empresas asentadas en el territorio nacional, que deben enfrentarse a competidores provenientes de países con menores precios de energía y mayor confiabilidad en su suministro, bien sea porque tienen mercados más eficientes o porque la intervención del Estado es mucho mayor.

El sector eléctrico colombiano ha mostrado grandes avances en la última década. Con la entrada en vigencia del Cargo por Confiabilidad (CC), la capacidad efectiva del sistema se ha incrementado en cerca de un 24%. Gracias a esto, el país no ha tenido que incurrir en suspensiones indefinidas del suministro eléctrico, aun en situaciones extremas. Si bien el último Fenómeno del Niño puso en máxima tensión al sector, este pudo

responder en los momentos más críticos y evitar un desastre mayúsculo. Pese a esto, aún existen retos considerables en materia energética, relacionados con factores que afectan la competitividad empresarial debido a costos de producción, y que, de no ser corregidos, podrían impedir un avance más claro del sector productivo en Colombia. Uno de estos factores está relacionado con la diversificación de las fuentes de generación y la participación marginal de las energías renovables no convencionales en el mercado, lo que afecta la confiabilidad del sistema. Adicionalmente, los precios de la energía son de los más altos de la región, debido a que la generación térmica resulta cada vez más costosa. Esta situación podría corregirse con un abastecimiento adecuado de gas natural a precios competitivos, la eliminación de algunas distorsiones regulatorias y el establecimiento de mecanismos que fomenten la competencia en el sector. También deben hacerse esfuerzos en materia de calidad,

pues hay mucha heterogeneidad en las regiones del país en este aspecto, y la capacidad de la Superintendencia de Servicios Públicos para medir y sancionar a las empresas prestadoras que incumplen sus obligaciones es limitada. Finalmente, en materia de eficiencia energética, el sector empresarial y el parque generador térmico tienen margen para avanzar si se comprometen con iniciativas de mediano y largo plazo.

El presente capítulo se divide en cuatro secciones. La primera hace referencia a la confiabilidad del sector eléctrico colombiano y a la necesidad de diversificar la matriz de generación. En la segunda se aborda el precio de la energía y se proponen algunas alternativas regulatorias para reducirlo. La tercera trata sobre la calidad del servicio eléctrico. Y la última analiza el tema de la eficiencia energética, sus necesidades regulatorias y el papel que puede jugar el sector empresarial en su incorporación a los procesos productivos.



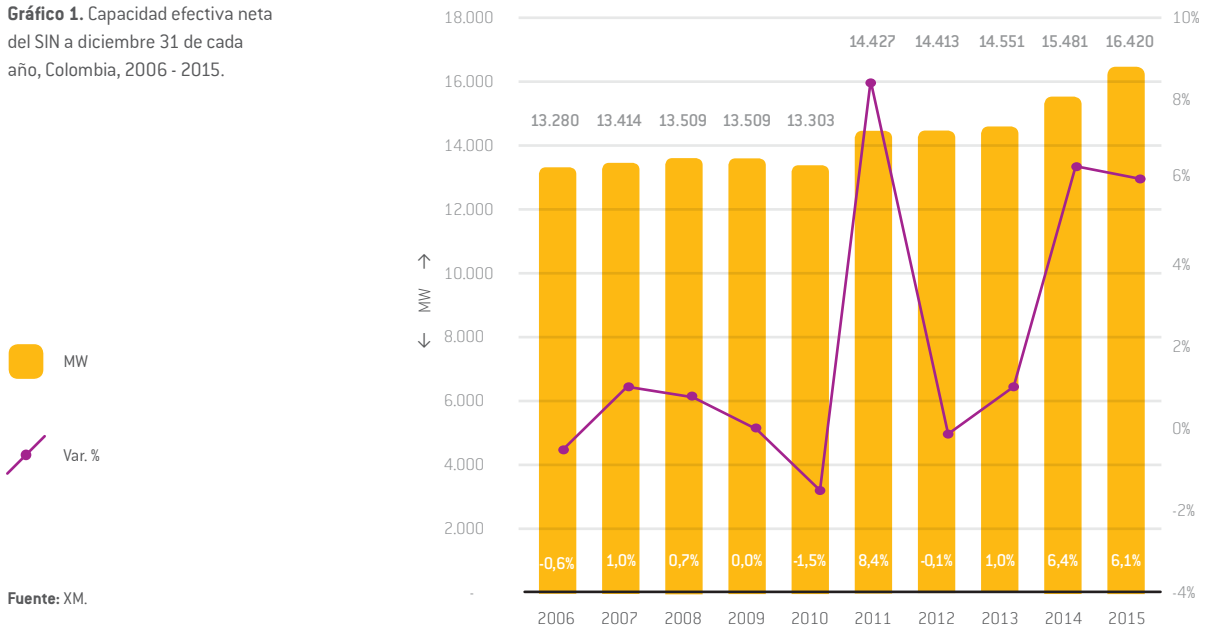
CONFIABILIDAD

2016-2017

INFORME NACIONAL DE COMPETITIVIDAD

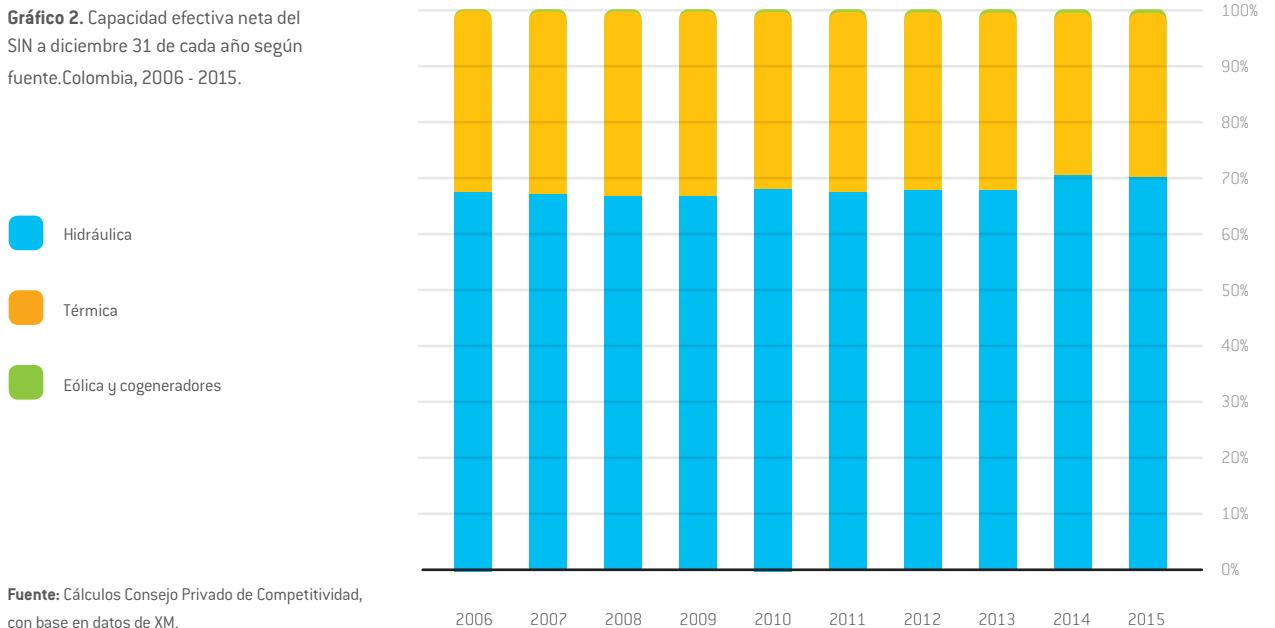
La capacidad efectiva neta del Sistema Interconectado Nacional (SIN) al finalizar 2015 fue de 16.420 MW, un 24% mayor a la que el país tenía en 2006, gracias a la entrada en operación de diferentes proyectos y a las subastas del Cargo por Confiabilidad (Gráfico 1). La principal fuente de generación del país continúa siendo la hidráulica, con cerca del 70% del total, seguida por la térmica con el 29%. Las fuentes eólicas y los cogeneradores equivalen a menos del 1% de la generación (Gráfico 2).

Gráfico 1. Capacidad efectiva neta del SIN a diciembre 31 de cada año, Colombia, 2006 - 2015.



Fuente: XM.

Gráfico 2. Capacidad efectiva neta del SIN a diciembre 31 de cada año según fuente. Colombia, 2006 - 2015.



Fuente: Cálculos Consejo Privado de Competitividad, con base en datos de XM.

CONSEJO PRIVADO DE COMPETITIVIDAD

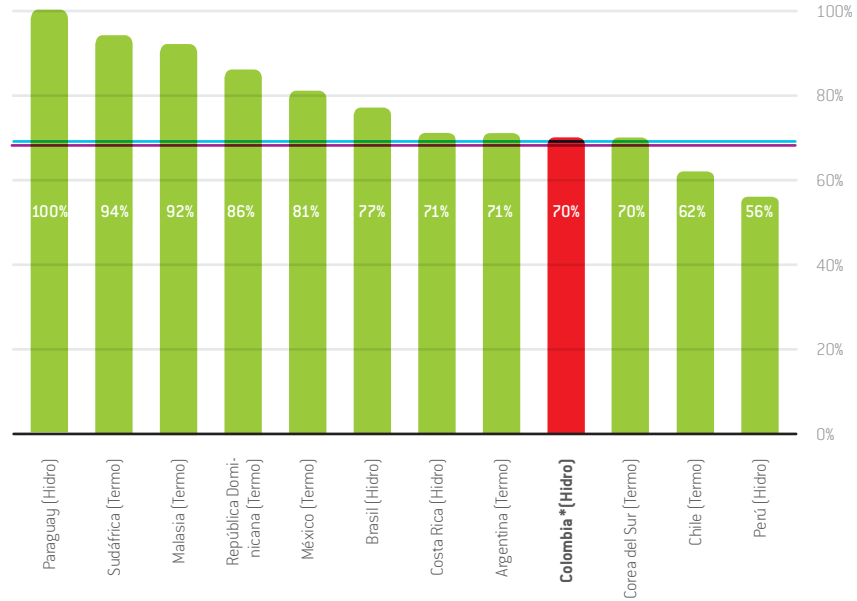
CONFIABILIDAD



Cuando se compara la dependencia de Colombia de su principal fuente de generación –la hidráulica– con la de otros países de referencia, se evidencia que el país tiene niveles similares al promedio de América Latina y de los países de la OCDE. Entre los 18 países latinoamericanos analizados, Colombia ocupa la doceava posición (Gráfico 3).

Gráfico 3. Participación de la principal fuente de generación de energía. Colombia y países de referencia, 2015.

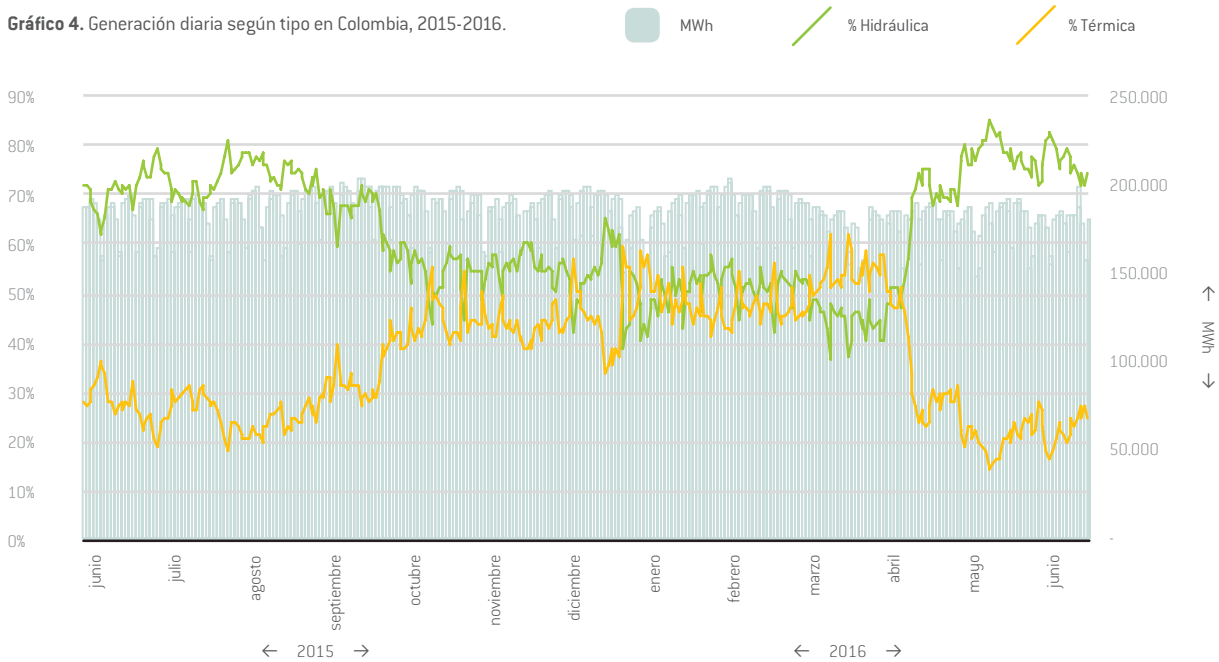
- Países de referencia
- Colombia
- América Latina
- OCDE



Fuente: Consejo Mundial de Energía. *Cálculos Consejo Privado de Competitividad, con base en datos de XM.

Durante el último Fenómeno del Niño (20 de septiembre de 2015 a 12 de abril de 2016) el país estuvo a punto de enfrentar una suspensión o cese del servicio eléctrico, debido a la baja hidrología y al cese de operación de algunas centrales de generación, tanto hidráulicas como térmicas, por diferentes motivos¹. Sin embargo, la generación térmica logró compensar la reducción de la capacidad hídrica y mantuvo estable la generación total del sistema, que posteriormente retomó la generación habitual (Gráfico 4).

Gráfico 4. Generación diaria según tipo en Colombia, 2015-2016.



Fuente: Cálculos Consejo Privado de Competitividad, con base en datos de XM.



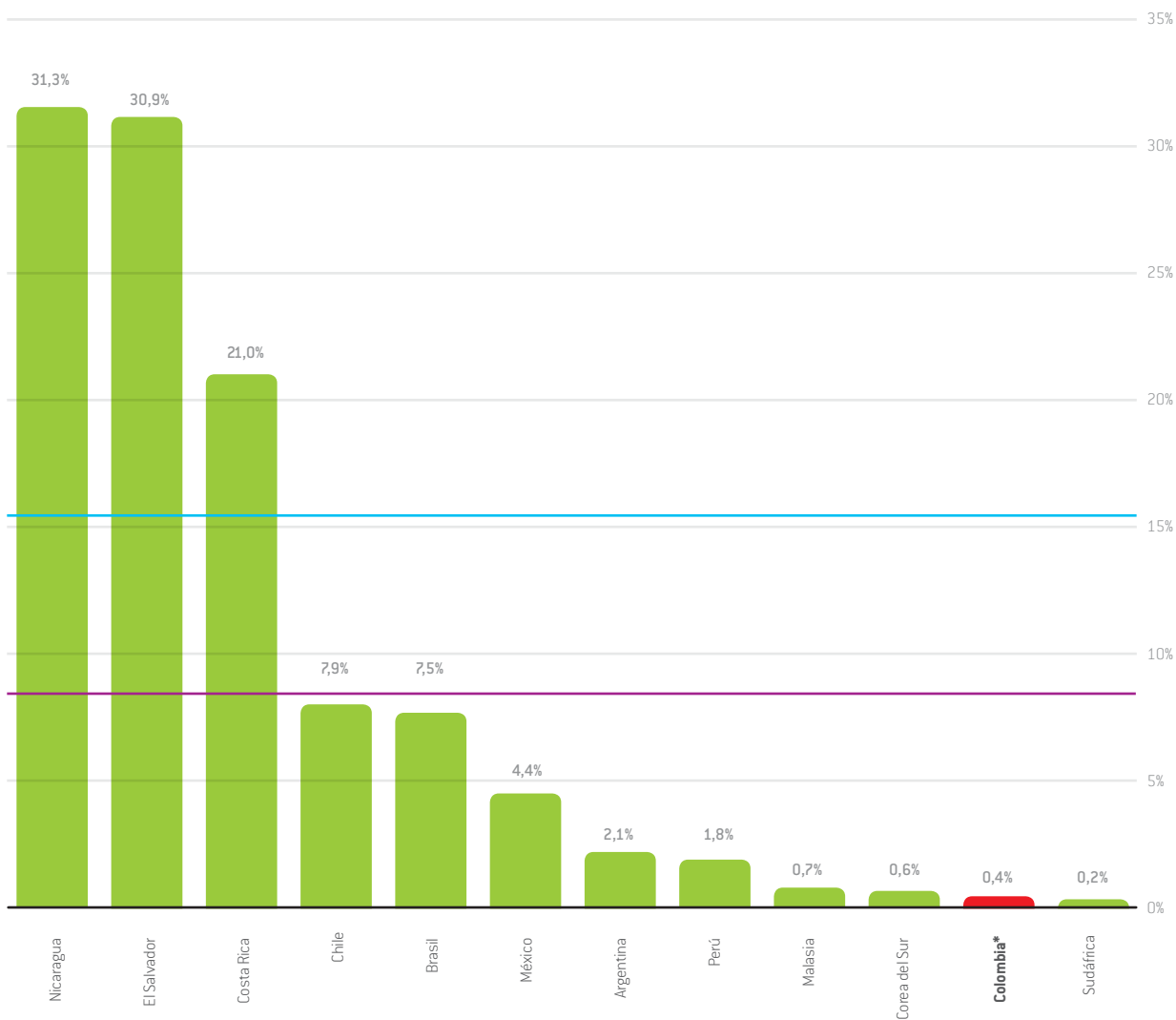
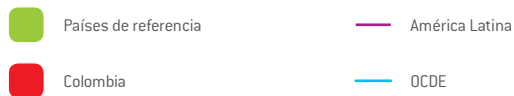
CONFIABILIDAD

2016-2017

INFORME NACIONAL DE COMPETITIVIDAD

Episodios como este reiteran la importancia de contar con fuentes alternativas de generación. Aunque en los últimos años se ha tomado mayor conciencia frente al uso de Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE) —especialmente las renovables (FNCR), por sus menores impactos medioambientales y su capacidad para aumentar la confiabilidad del SIN—, Colombia aún está muy rezagada en esta materia. En 2015, solo el 0,4% de la generación correspondió a fuentes eólicas y cogeneradores, mientras que en América Latina el uso de fuentes renovables no convencionales alcanzó un promedio de 8,4% (Gráfico 5).

Gráfico 5. Participación de fuentes de generación renovables (con excepción de la hidroeléctrica). Colombia y países de referencia, 2015.



CONSEJO PRIVADO DE COMPETITIVIDAD

RECOMENDACIONES

Acción pública. Aumentar la capacidad instalada de las FNCER.

El último Fenómeno del Niño evidenció que, por más que se haya preparado para enfrentar situaciones climáticas extremas, el país no está exento de sufrir apagones o racionamientos². Factores como la dependencia de la generación hídrica (cerca del 70%) y las dificultades en la operación de algunas centrales térmicas cuando tenían que respaldar al SIN, hacen necesarias la diversificación de la matriz de generación y la resolución de otros problemas que afectan su capacidad de respuesta.

En 2015 la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) del Ministerio de Minas y Energía estableció el Plan de Expansión Eléctrica 2015-2029, que pretende adelantar las acciones necesarias para que el país pueda responder al incremento en la demanda de energía de los próximos quince años. Aunque el Plan indica que en el corto plazo no habrá requerimientos adicionales a los ya establecidos en el Cargo por Confiabilidad hasta 2021, a partir de ese momento será necesario integrar las FNCER para satisfacer la demanda, añadiendo a las fuentes tradicionales la producción eólica, la geotermia, la biomasa y la generación solar fotovoltaica distribuida³.

El Gobierno se ha propuesto aumentar en un 12% la capacidad instalada de las FNCER en el sistema energético nacional durante el cuatrienio 2014-2018 (DNP, 2015). Sin embargo, es importante que el cumplimiento de esta meta haga más énfasis

en energías renovables diferentes a las hídricas, para que se logre una mayor diversificación de la matriz de generación y una mejor complementariedad y confiabilidad en el sistema.

El fomento de las FNCER también reduciría la incertidumbre que tiene el país frente a su capacidad de generación térmica basada en la producción nacional de hidrocarburos en el largo plazo⁴. Así mismo, contribuiría a la reducción de emisiones de efecto invernadero y a la mitigación del cambio climático, lo que está en sintonía con los Objetivos de Desarrollo Sostenible y con los compromisos medioambientales adquiridos por el país en el acuerdo del COP21.

Coordinación público-privada. Incluir la generación mediante FNCER dentro de la Política de Desarrollo Productivo.

La generación de energía mediante FNCER podría alinearse con la Política de Desarrollo Productivo del Gobierno Nacional⁵ y convertir a algunas regiones de Colombia en potencias regionales en la materia, con capacidad de exportar no solo electricidad sino también bienes y servicios de alto valor agregado a países de la región que tienen dificultades con su suministro eléctrico, como Argentina, Venezuela o Brasil⁶.

Lo anterior no desconoce que la potencia energética del país está dada por su alta disponibilidad de recursos convencionales, fundamentalmente fuentes hídricas. Pero la importancia de las FNCER radica en su complementariedad con fuentes tradicionales y en que pueden funcionar como un mecanismo

contracíclico en momentos de baja hidrología, pues presentan comportamientos en cierta medida inversos al del recurso hídrico de los embalses (UPME, 2015). Su importancia también se debe a que pueden llevar electricidad a las Zonas No Interconectadas del país (ZNI), adonde es costoso llegar con infraestructura de redes de transmisión tradicionales o esquemas híbridos de generación⁷.

La UPME ha hecho estudios sobre la generación mediante FNCER en el país, y ha encontrado que el potencial en materia eólica es de 30 mil MW en la Costa Norte, los Santanderes, Boyacá, Risaralda y Tolima, Huila y Valle del Cauca; respecto a la energía solar fotovoltaica, hay regiones como la Costa Atlántica, Arauca, Casanare y Meta que presentan niveles de radiación de 6,0 kWh/m²/d, cifra comparable a la de las regiones con mejor recurso en el mundo, como Atacama en Chile o Arizona en Estados Unidos; respecto a la generación con biomasa, se han identificado potenciales energéticos en residuos agrícolas, pecuarios, industriales y de fuentes de metano; y, por último, están identificadas zonas específicas para el aprovechamiento de energía geotérmica, como el Nevado del Ruiz o la frontera con Ecuador (UPME, 2015).

Acción pública. Facilitar el acceso de inversionistas a los mecanismos previstos para fomentar la generación mediante FNCER.

Dado el potencial existente, es deseable que el gobierno avance de forma más contundente en el otorgamiento de incentivos para poner en marcha proyectos basados



CONFIABILIDAD

2016-2017

INFORME NACIONAL DE COMPETITIVIDAD

CONSEJO PRIVADO DE COMPETITIVIDAD

en la generación mediante fuentes no convencionales, especialmente aquellas de carácter renovable. Para esto, la Ley 1715 de 2014 establece una reducción anual del impuesto de renta durante cinco años, equivalente al 50% del valor de la inversión; la exclusión o devolución del IVA para equipos, elementos y maquinaria destinados a la producción y utilización de energía a partir de FNCE⁸; la exención arancelaria para importación de maquinaria, equipo e insumos destinados a proyectos de generación mediante FNCE; y la depreciación acelerada de activos. No obstante, el acceso a estos beneficios tiene barreras importantes, pues además de sus innumerables requisitos, se debe lograr el visto bueno de la UPME y del Agencia Nacional de Licencias Ambientales, los cuales, según esta misma ley, pueden tardar entre 45 y 90 días en dar su aprobación, respectivamente.

Lo anterior está en línea con las recomendaciones del World Energy Council (2015) para Colombia, entre las cuales se destaca que uno de los principales retos del país es la generación de condiciones propicias para que los inversionistas puedan desarrollar proyectos relacionados con FNCER. Adicionalmente, y tal como lo ha recomendado anteriormente el CPC⁹, es deseable que el Ministerio de Minas, la UPME y el Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las ZNI-IPSE desarrollen un plan para hacer seguimiento a esta política. Esto permitiría verificar que los esquemas e instrumentos previstos tengan el impacto deseado, para ajustarlos o eliminarlos en los casos que sea necesario.

También se debe facultar al IPSE para que compre la totalidad de la energía generada en las ZNI que no tengan Área de Servicio Exclusivo, con el fin de revenderla a las prestadoras del servicio público domiciliario de esas zonas.

Acción regulatoria. Culminar la reglamentación de la Ley 1715 y avanzar en la creación de otros incentivos transitorios relativos a las FNCER.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y el Ministerio de Minas deben avanzar en la reglamentación de algunos aspectos de la Ley 1715 que aún están pendientes y que pueden ofrecer incentivos adicionales para el establecimiento de proyectos FNCER en el país, tales como la entrega de excedentes de energía por parte de autogeneradores a pequeña escala, el Fondo de Energías no Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (FENOGÉ), el aumento de cobertura para las ZNI y la generación distribuida.

Además de los instrumentos establecidos por la Ley 1715, para incentivar la diversificación de la matriz energética el gobierno podría avanzar en la creación de impuestos o topes (cuotas) a las emisiones, remuneraciones superiores al precio de mercado para las FNCER, certificados de energía renovable, subastas de energía renovable y acceso más rápido y eficiente a mecanismos de financiación¹⁰. Sin embargo, es importante aclarar que este tipo de mecanismos deben ser de carácter transitorio, de forma que no se

conviertan en privilegios indefinidos para quienes inviertan en este tipo de tecnologías, y, además, deben ser sometidos a evaluaciones de impacto. Mientras exista una falla de mercado, haya instrumentos disponibles para solucionarla y el gobierno tenga capacidad técnica y fiscal para hacerlo, este tipo de intervenciones son justificadas (BID, 2014).

Acción regulatoria. Considerar el establecimiento de un Cargo por Confiabilidad diferenciado según el tipo de tecnología de generación.

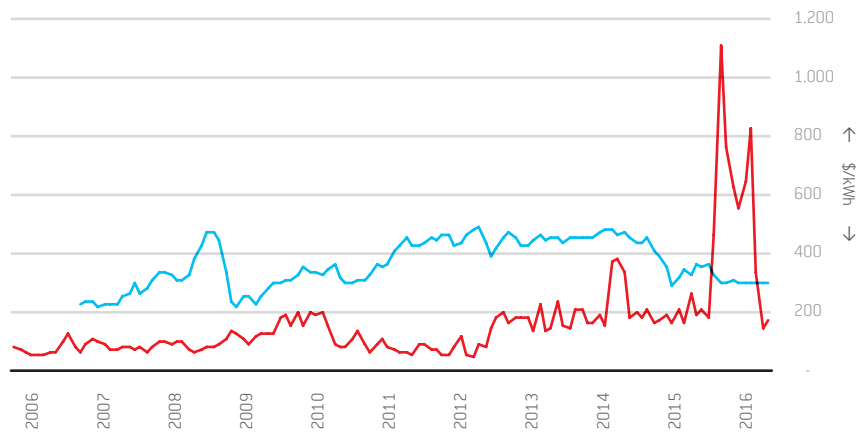
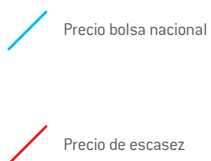
En materia de generación térmica, preocupa que factores como la desactualización en el cálculo del precio de escasez, la imposibilidad de acceder a gas natural como insumo para la generación y la exposición a un riesgo excesivo en las subastas de CC terminen por desincentivar la capacidad de respuesta térmica del país. Según la Asociación Colombiana de Generadores (Acolgen), debido a lo anterior las generadoras asumieron gastos cercanos a los \$17 billones durante el último Fenómeno del Niño, lo que supera los 16,8 billones que recibieron durante los diez años previos a través del Cargo por Confiabilidad¹¹. Una alternativa para mitigar el riesgo asumido por las generadoras en las subastas es el establecimiento de un CC diferenciado según la tecnología que emplee cada planta. Lo relativo al precio de escasez y el acceso a gas natural se discute en la siguiente sección.

PRECIO DE LA ENERGÍA



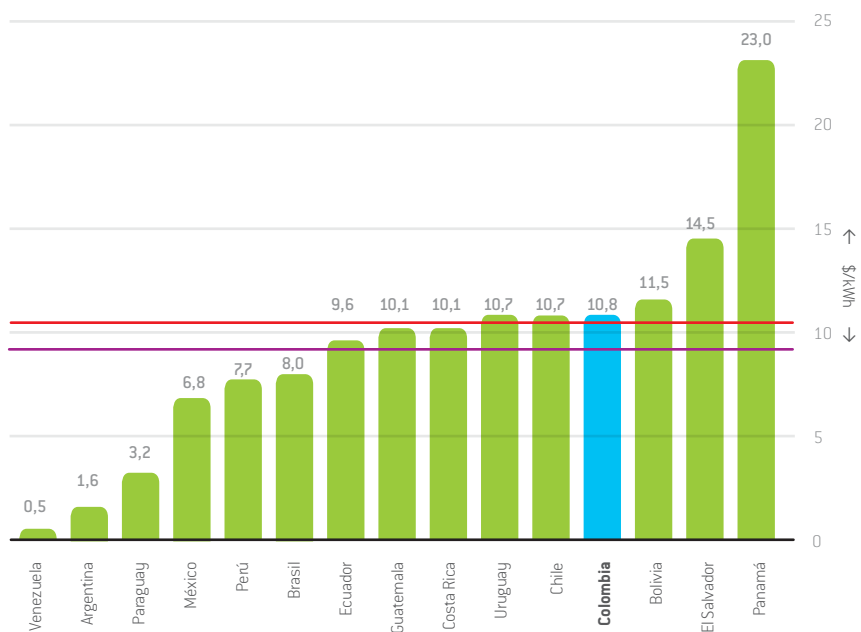
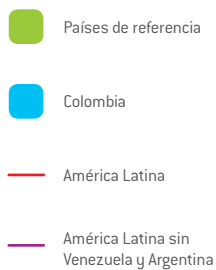
Entre 2006 y 2015, el promedio de precios diarios de la energía en la bolsa nacional permaneció en niveles inferiores o cercanos a los \$200/kWh, sin superar el precio de escasez. Debido al Fenómeno del Niño, a partir del año 2015 los precios superaron el promedio histórico y el precio de escasez durante siete meses, al alcanzar niveles superiores a los \$1.000/kWh. Una vez finalizó el Niño, los precios volvieron a estabilizarse alrededor de los \$200/kWh (Gráfico 6). A nivel latinoamericano, el país es el tercero con mayores tarifas de energía para la industria, superando el promedio de la región si se excluyen Argentina y Venezuela, países que subsidian considerablemente la demanda (Gráfico 7). Aunque las comparaciones internacionales de precios de la electricidad no permiten extraer conclusiones definitivas sobre la institucionalidad energética del país, las industrias que utilizan la energía de manera intensiva sí podrían encontrar dificultades para competir con sus pares latinoamericanos debido a las diferencias en los precios.

Gráfico 6. Promedio del precio diario de la energía en la bolsa nacional y precio de escasez (pesos corrientes) 2006 - 2016 (primer trimestre).



Fuente: Cálculos Consejo Privado de Competitividad, con base en datos de XM.

Gráfico 7. Tarifa industrial para consumos mensuales mayores a 500.000 kWh (US\$ cent/kWh). Colombia y países de referencia, cuarto trimestre de 2015.



Fuente: Osinergmin.



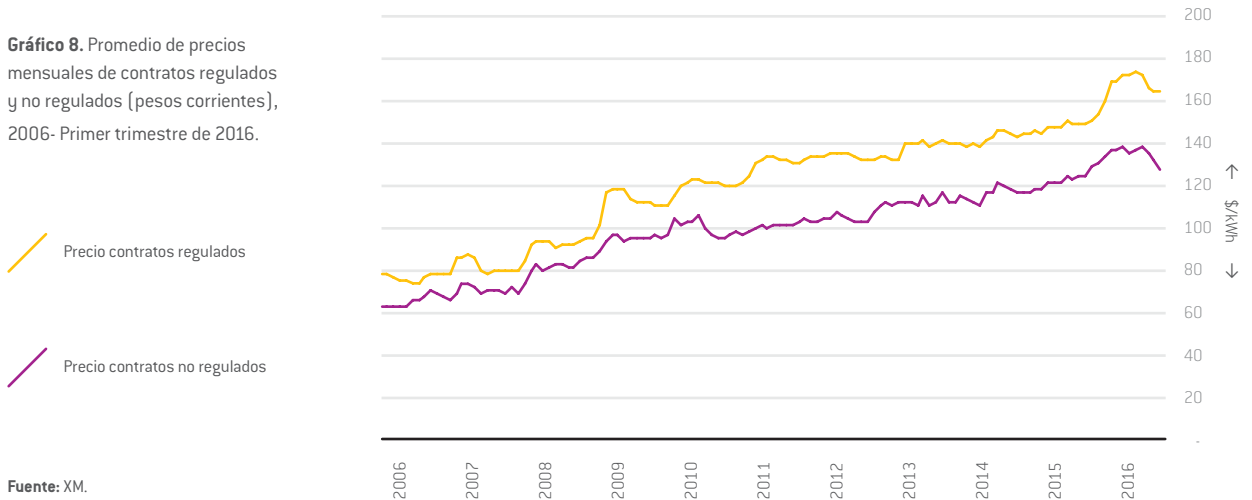
PRECIO DE LA ENERGÍA

2016-2017

INFORME NACIONAL DE COMPETITIVIDAD

Como consecuencia del Fenómeno del Niño, también se incrementó el promedio de precios mensuales de las compras de energía efectuadas por comercializadores mediante la suscripción de contratos bilaterales con usuarios regulados y no regulados, aunque fue significativamente menor al de la bolsa nacional. Para los contratos de usuarios no regulados, en 2016 los precios descendieron a niveles similares a los que había antes de la crisis. Sin embargo, el valor de los contratos se ha duplicado durante los últimos diez años, lo que refleja mayores costos de generación e incertidumbre en los generadores, e impactan negativamente a los consumidores (Gráfico 8).

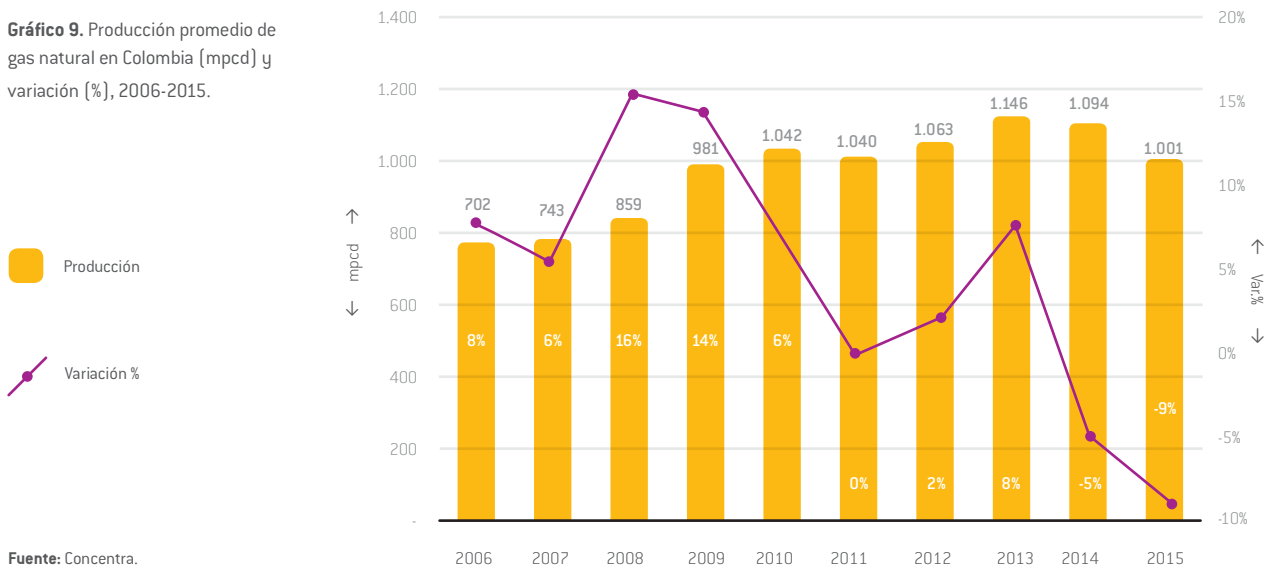
Gráfico 8. Promedio de precios mensuales de contratos regulados y no regulados (pesos corrientes), 2006- Primer trimestre de 2016.



Fuente: XM.

El abastecimiento y el precio del gas natural impactan los costos de la energía eléctrica, pues este es un insumo fundamental para la generación térmica, además de ser la materia prima de muchos procesos industriales. Cuando escasea el gas, los generadores deben recurrir a otros combustibles que son más costosos. En Colombia, la producción de gas ha disminuido en los últimos dos años, tras alcanzar su punto máximo en 2013. En 2015 la disminución fue cercana al 10%, con una producción aproximada de 1.000 mpcd (Gráfico 9).

Gráfico 9. Producción promedio de gas natural en Colombia (mpcd) y variación (%), 2006-2015.



Fuente: Concenra.

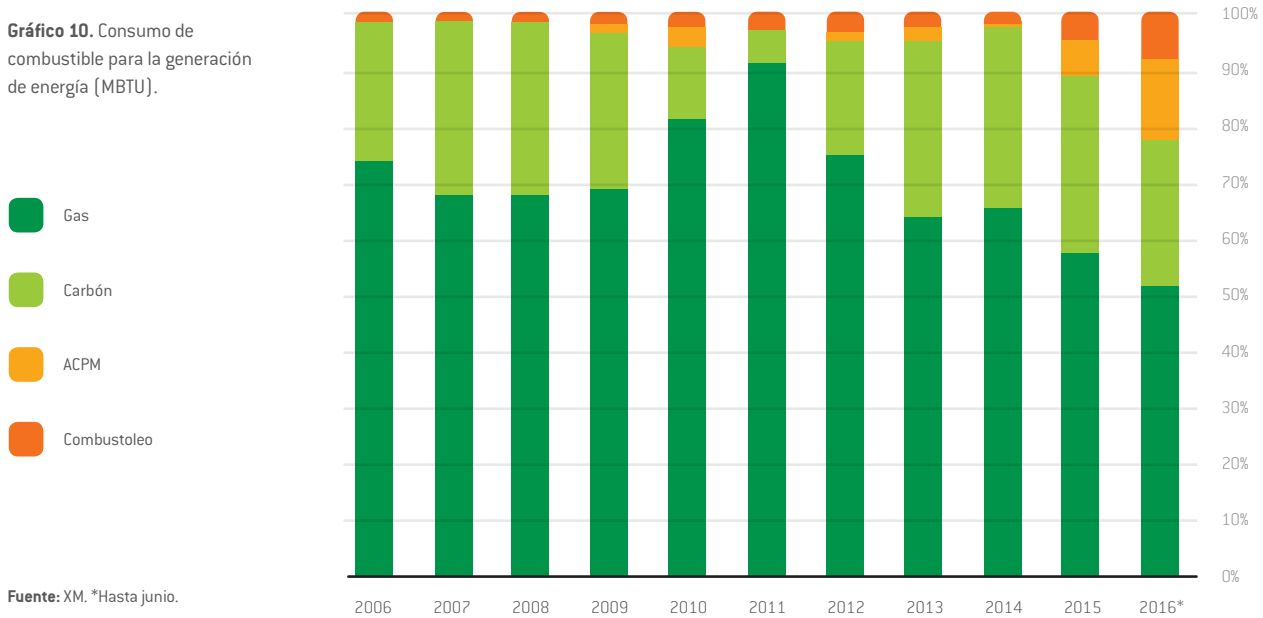
CONSEJO PRIVADO DE COMPETITIVIDAD

PRECIO DE LA ENERGÍA



Durante los últimos años, el consumo de gas como porcentaje del total de combustibles utilizados para la generación se ha contraído de manera considerable, pasando del 70% a niveles ligeramente superiores al 50% (Gráfico 10).

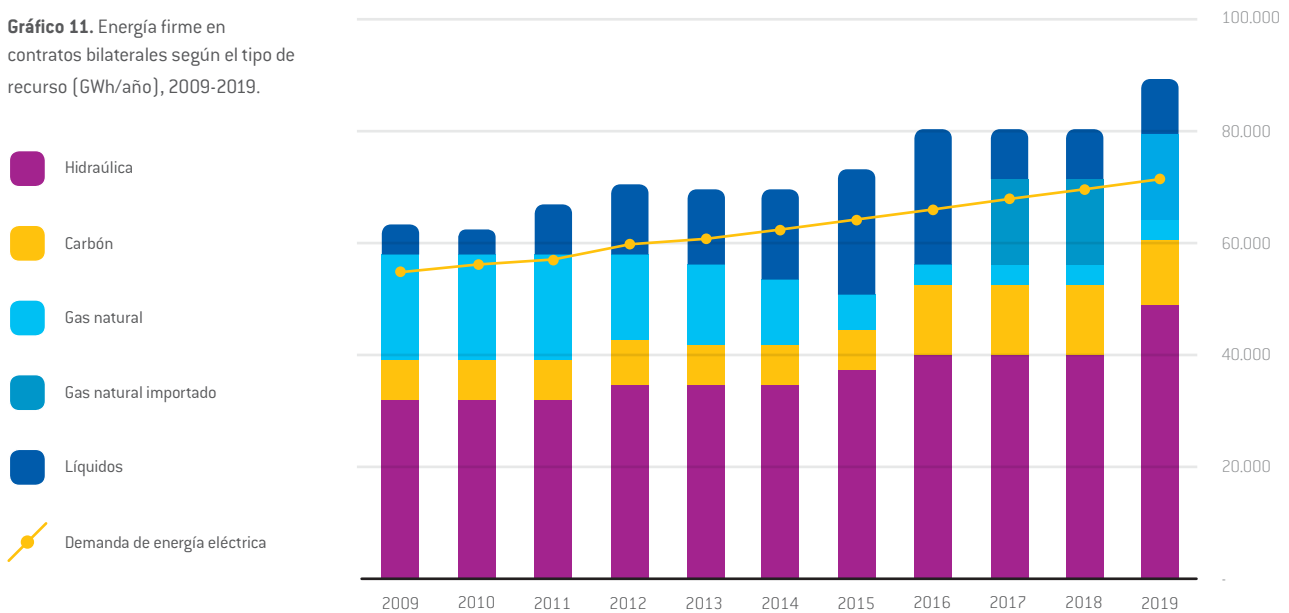
Gráfico 10. Consumo de combustible para la generación de energía [MBTU].



Fuente: XM. *Hasta junio.

Ante el insuficiente abastecimiento de gas para las plantas térmicas desde 2012, la contratación de energía firme empezó a ser respaldada con combustibles más caros, como líquidos y gas natural importado, lo que ha incrementado el precio de la energía y afectado la competitividad de las empresas nacionales (Gráfico 11).

Gráfico 11. Energía firme en contratos bilaterales según el tipo de recurso (GWh/año), 2009-2019.



Fuente: UPME.



PRECIO DE LA ENERGÍA

2016-2017

INFORME NACIONAL DE COMPETITIVIDAD

RECOMENDACIONES

En algunos subsectores industriales¹² la energía eléctrica puede llegar a representar cerca del 20% de los costos de producción, y la generación y la comercialización son los aspectos que más pesan a la hora de definir su precio (ANDI, 2015)¹³. Con el fin de tener una estructura de costos más competitiva para el país, las recomendaciones de esta sección se centran en factores que le garanticen al país, en el corto plazo, una oferta de energía firme eficiente, a través del abastecimiento de gas natural a precios competitivos. Para el mediano y largo plazo se propone un nuevo esquema de Cargo por Confiabilidad, que incluya un mecanismo compensatorio para momentos críticos, la profundización del mercado mayorista de energía, la eliminación de los fondos del sector que están a cargo de los consumidores y el fomento de la autogeneración, cogeneración y trigeneración, y de la respuesta de la demanda.

Acción pública. Desarrollar una estrategia de abastecimiento de gas natural a precios competitivos a través de la producción nacional y la importación.

Como se ha expuesto en años anteriores, el CPC considera que uno de los principales problemas para la formación de los precios de la energía es la insuficiente capacidad del país para suministrar a las generadoras térmicas gas natural a precios competitivos, lo que las obliga a respaldar sus obligaciones de energía en

firmes a precios mayores (con gas importado o combustibles líquidos)¹⁴. Según un informe de la Contraloría General de la República (CGR, 2016), en lo corrido de 2016 las térmicas a gas han tenido que asumir pérdidas por la generación con gas natural, incluso en los casos de las más eficientes.

En este sentido, es esencial lograr la solución estructural de esta problemática y evitar la importación neta de este combustible, pues esto puede incrementar los precios para los consumidores y reducir la competitividad empresarial cuando el precio internacional sea elevado. Esto, a su vez, implica incentivar la exploración de yacimientos de gas natural en territorio colombiano, definir mecanismos para su importación en momentos de desabastecimiento o cuando el precio internacional sea favorable, y desarrollar una infraestructura robusta de almacenamiento y transporte que pueda brindar confiabilidad para su suministro.

Según la UPME (2016), la oferta certificada por los productores e importadores de gas natural abastecerá la demanda nacional hasta finales de 2023, y el autoabastecimiento solo será posible hasta 2019 (UPME, 2015b). En el mismo sentido, la más reciente publicación del DANE sobre activos energéticos indica que las reservas de gas natural del país alcanzarán para ocho años. En este escenario, es muy importante acelerar la exploración de yacimientos de gas en territorio colombiano y definir alternativas para su importación. En lo referente a la importación, las esperanzas que se habían puesto en el desarrollo de proyectos conjuntos con

países como Venezuela o Perú están lejos de materializarse. En el primer caso, la dramática situación económica del gobierno venezolano impide desarrollar, en el marco del convenio entre Ecopetrol y PDVSA, las inversiones necesarias para conectar sus yacimientos de gas (al suroriente) con el gasoducto que podría abastecer a Colombia (en la frontera norte de ambos países). Aunque en meses recientes se ha abierto la posibilidad de importar gas del vecino país a través del gasoducto Andino Ricaurte, abastecido por yacimientos costa afuera en el mar Caribe, todavía no se han especificado fechas para esto (Portafolio, 2016). En el caso peruano, un eventual gasoducto tendría que atravesar la selva amazónica, lo que hace inviable su realización.

Dadas las expectativas de duración de las reservas actuales, y como lo afirma la UPME, la herramienta más expedita para tener un suministro confiable de gas en escenarios críticos es la importación de gas natural licuado (GNL) proveniente principalmente del Caribe. Para tal fin, se está construyendo en Cartagena el primer terminal para la importación y regasificación de GNL del país, con un costo aproximado de \$500 mil millones, y se espera que entre en funcionamiento a finales de 2016. Aunque la planta está concebida para garantizar el suministro de gas a los generadores térmicos, se recomienda utilizarla también para satisfacer toda la demanda e incrementar la oferta del mercado mayorista de gas natural, pues esto reduciría los precios de la energía en momentos en que la generación con combustibles líquidos fue-

CONSEJO PRIVADO DE COMPETITIVIDAD



ra menos eficiente. El establecimiento de otra planta de regasificación en el Pacífico permitiría la importación de GNL de Perú y aumentaría la confiabilidad del suministro de gas natural en el país; sin embargo, su construcción debe ser producto de un riguroso análisis de costo–beneficio, para garantizar su aporte a la competitividad empresarial.

Acción regulatoria. Hacer más eficientes los procesos y trámites relativos al desarrollo de infraestructura de regasificación.

Aunque el Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018 (PND) propuso adelantar estudios encaminados a hacer más eficientes los procesos y trámites para aprobar infraestructura de regasificación, en la actualidad no se conocen avances en la materia. Dada la necesidad de contar con un suministro de gas confiable, es esencial avanzar en lo propuesto en las bases del PND para incentivar la estructuración de proyectos de este tipo de infraestructura.

Acción pública. Promover la instalación de plantas para almacenar excedentes de gas natural y de gasoductos que permitan transportarlo.

En cuanto a infraestructura de almacenamiento, es necesario instalar plantas para almacenar los excedentes de gas natural y aumentar así la confiabilidad del suministro cuando la oferta sea inflexible y aumente la demanda de las plantas térmicas debido a la baja hidrología. La UPME considera que la inversión en este tipo de plantas sería pertinente en Bo-

gotá y Cali, por un valor aproximado de US\$102 millones (UPME, 2015b). Adicionalmente, se recomienda hacer posible el transporte y la comercialización del gas existente en campos menores, con la construcción de gasoductos que se puedan conectar con el Sistema de Transmisión Nacional, y asegurar la conexión del gas que será importado a través de la planta de regasificación de Cartagena. Como incentivo, se pueden implementar regulaciones que remuneran de forma transitoria la confiabilidad en el transporte y el suministro de gas¹⁵.

Acción regulatoria. Revisar las tarifas de gas natural.

El mercado de gas colombiano presenta una concentración excesiva: en 2015, cuatro operadores respondieron por el 95% de la producción de gas. Esto puede derivar en abusos de poder de mercado, en particular en períodos de escasez, por el riesgo de que los precios estén por encima del referente de eficiencia económica. En este sentido, hay quienes proponen, en el corto plazo, que se establezca un tope al precio del gas, el cual podría estar vinculado al precio internacional; y, en el mediano plazo, transitar hacia un sistema de libertad vigilada (Perry, 2016). Este es un tema sensible, dados los precios del gas natural, pues las térmicas que generan con este combustible han sufrido pérdidas en lo que va corrido de 2016, como se mencionó anteriormente. El CPC considera que las tarifas del gas deben, en efecto, ser revisadas, pero antes de tomar cualquier decisión es ne-

cesario analizar todas sus implicaciones, con el fin de seleccionar la más benéfica para el país en el mediano y el largo plazo.

Acción regulatoria. Garantizar la estimación de una demanda objetiva de energía precisa y conservar el CC, pero diferenciando las plantas nuevas y las que ya están operando.

El CC ha demostrado ser una herramienta efectiva para incentivar el aumento en la capacidad de generación eléctrica; por lo tanto, es de suma relevancia mantenerlo, aunque con algunos ajustes que se describen en la siguiente recomendación. Como lo ha hecho en años anteriores, el CPC recomienda una actualización del CC que incluya una estimación de la demanda objetivo precisa, pues ECSIM (2013) encontró que las proyecciones han sobrestimado de manera sistemática la demanda real.

También es importante que el cargo resultante de cada subasta solo remunerare a las plantas que ganen dicha subasta y no defina la remuneración de las plantas existentes que ya han finalizado sus contratos¹⁶. En este sentido, es importante anotar que las subastas dan lugar a cargos crecientes, pues los costos de generación también lo son: mientras el precio de cierre de la primera subasta en 2008 fue de 14 USD/MWh, el de la de 2011 fue de 15,7 USD/MWh. Por lo tanto, es recomendable que las plantas existentes ya amortizadas reciban un cargo determinado por la CREG, que retribuya el aporte en capacidad que le otorgan a la confiabilidad del sistema, pero que no



PRECIO DE LA ENERGÍA

2016-2017

INFORME NACIONAL DE COMPETITIVIDAD

CONSEJO PRIVADO DE COMPETITIVIDAD

necesariamente sea igual al que reciben las que apenas están ingresando y asumen mayores riesgos. No se recomienda, sin embargo, eliminar el CC para plantas existentes, pues no hay evidencia de que esto disminuya el precio final de la energía, y, por el contrario, podría afectar sus decisiones de inversión.

Acción regulatoria. Avanzar hacia un mecanismo mejorado de subasta de CC y precio de escasez, que contribuya a la creación de una oferta de energía en firme eficiente y competitiva.

El precio de escasez requiere ajustes que reflejen mejor los costos en los que incurren los generadores térmicos. Actualmente, dicho precio se calcula tomando como referencia el combustible Fuel No. 6, el cual ha ido perdiendo mercado y tiene un costo inferior al del ACPM, combustóleo o queroseno, alternativas por las que han optado las térmicas ante la baja disponibilidad de gas natural, lo que se ha traducido en costos mayores a los reconocidos por el precio de escasez. Sin embargo, “estos cambios no deben consistir simplemente en aumentarlo para adecuarlo a las necesidades de liquidez de los agentes menos eficientes, ya que esto implica una remuneración excesiva e innecesaria a las plantas de alta eficiencia y bajos costos, con los subsiguientes aumentos tarifarios” (CGR, 2016).

Dichos aumentos tarifarios fueron introducidos transitoriamente por la CREG para aliviar la situación de los generadores térmicos durante el último Fenómeno del Niño, y terminaron impactando la

demanda por un estimado de \$476 millones; es decir, fueron los consumidores quienes asumieron los costos de generación que sobrepasaron el precio de escasez. Por su parte, las hidroeléctricas, cuyos costos de producción son cercanos a cero, habrían obtenido una ganancia aproximada de \$4,5 billones en el mismo período (CGR, 2016).

Debido a lo anterior, es necesario avanzar hacia un esquema mejorado de CC, que no solo incentive una mayor confiabilidad energética para el país, sino que lo haga de la manera más eficiente posible, pues el precio de escasez por sí solo no es incentivo suficiente para que los generadores térmicos incrementen la eficiencia de su operación, tal y como fue planteado por la CREG cuando creó el CC (CGR, 2016). En ese sentido, las subastas de CC deberían limitar la participación de agentes ineficientes cuyos costos de generación resulten excesivos, e incentivar la entrada de otros que puedan producir energía a precios competitivos (como los generadores mediante FNCER o las térmicas a carbón), siempre y cuando las externalidades medioambientales que produzcan no contrarresten los beneficios que se obtengan en materia de precio¹⁷. La expansión del parque generador no debe realizarse a cualquier costo, sino que debe estar en sintonía con las necesidades competitivas del sector empresarial.

También se podría considerar el establecimiento de un CC que se asigne de acuerdo a la tecnología del generador, como se discutió en la sección anterior.

Acción regulatoria. Crear un mecanismo compensatorio que proteja al usuario final de la obligación de asumir los mayores costos.

Para solucionar los desbalances que se puedan presentar en períodos de baja hidrología o altos precios de los combustibles, se podría generar un mecanismo compensatorio o de reserva para que las rentas obtenidas por los generadores más eficientes (como las hidroeléctricas) puedan destinarse a cubrir esta situación, de forma que el usuario final no tenga que asumir los mayores costos cuando el precio de escasez sea insuficiente para equilibrar la generación térmica.

En sintonía con lo anterior, es necesario establecer mecanismos para que los precios a los que se comprometen a entregar energía los generadores a los que se les adjudique el CC (precio de escasez) no subvaloren el riesgo de operar durante períodos prolongados de baja hidrología, como ocurrió durante el último Fenómeno del Niño; si el precio de escasez presente y sus estimaciones futuras no les permiten ser sostenibles financieramente, no deberían ser adjudicatarios de CC, a no ser que su respaldo se considere necesario para situaciones críticas.

Acción regulatoria. Sustituir, a través de una subasta, las plantas de altos costos variables, y excluirlas de la formación del precio de bolsa.

Mientras se perfecciona el arreglo propuesto en las dos recomendaciones



anteriores, es conveniente realizar una subasta adicional de CC para sustituir aquellas plantas con mayor ineficiencia y altos costos variables para el suministro de energía. Esto podría hacerse mediante la entrada de nuevos proyectos de menores costos, que estén listos para iniciar su construcción y puedan entrar en operación en el mediano plazo (CREG, 2015). Para lograr esto, habría que llegar a un arreglo compensatorio con las plantas existentes, de manera que no se vulneren las condiciones iniciales pactadas con ellas. Adicionalmente, se debe impedir que participen en la formación de precios de bolsa mientras sigan haciendo parte del sistema, pues el sistema marginalista permite el establecimiento de precios que afectan la competitividad empresarial por cuenta de los generadores más ineficientes, y a la vez generan enormes rentas para los generadores más eficientes.

Acción regulatoria. Desarrollar una propuesta concreta para promover la profundización, liquidez, transparencia y competencia del mercado mayorista de energía.

Las bases del PND también contemplan el análisis integral del mercado de energía mayorista, para promover su profundización, liquidez y transparencia, y evitar que los agentes ejerzan poder de mercado por la concentración de la oferta. Un mercado mayorista eficiente es fundamental para lograr una mejor cobertura de riesgos mediante contratos estandarizados y menores tarifas, pues los precios fijados en dichos contratos son inferiores

a los precios de mercado, lo que favorece la competitividad empresarial en períodos de aumentos drásticos de estos últimos. Sin embargo, según varias fuentes consultadas por el CPC, el sector empresarial no puede acceder a contratos de largo plazo debido a la falta de oferta, por lo cual debe acudir a la bolsa para atender sus necesidades y abastecerse de energía generada con activos de altos costos variables. De acuerdo a la Asociación Nacional de Generadores (Andeg), cerca del 80% de los empresarios tienen contratada su energía con las generadoras hasta 2020, por un precio cercano a los \$165 kWh. Pero como hay contratos ajustados a los precios de bolsa, cerca del 40% de los industriales podrían no contar con una cobertura efectiva, según la ANDI. Por su parte, los comercializadores, que venden la energía a la mayoría de hogares y pequeños comercios, solo tienen contratada el 60% de la energía hasta 2017, el 50% hasta 2018 y el 20% hasta 2020, lo que sería contraproducente si el precio de bolsa aumentara de nuevo debido a factores hidrológicos (La República, 2016).

Por otro lado, también hay que concretar herramientas para mitigar el riesgo que asumen los generadores al suscribir estos contratos, pues según manifiestan, no pueden comprometerse a entregar energía en escenarios inciertos. Para tener un mejor mercado mayorista, es fundamental posibilitar un cubrimiento efectivo de estas operaciones.

Actualmente, la CREG adelanta un estudio de propuestas regulatorias para el sector eléctrico, que incluye, entre otros temas, el mercado de contratos. Una vez

se conozca el estudio, se debe establecer lo más pronto posible una propuesta concreta para lograr lo planteado en el PND.

Acción regulatoria. Garantizar la independencia de la CREG ante el ejecutivo.

Tal y como recomienda la OCDE (2014) es necesario fortalecer los mecanismos de autonomía y rendición de cuentas a fin que las entidades regulatorias puedan cumplir con sus funciones de una mejor manera. En ese sentido, es deseable que el gobierno deje de tener injerencia en la CREG a través de los ministerios de Minas y Energía y el de Hacienda y Crédito Público, el Departamento Nacional de Planeación, y los ocho comisionados nombrados por el presidente de la República por un período de cuatro años.

Acción regulatoria. Fortalecer el CSMEM y adscribirlo a la Superintendencia de Industria y Comercio.

En lo que respecta al mercado de energía mayorista, algunos señalan una eventual conducta anticompetitiva por parte de los generadores de energía. Sin embargo, varios expertos consultados por el CPC descartan esa posibilidad y afirman que, en general, el precio de la bolsa refleja las condiciones de mercado, pero reconocen que en Colombia hay “una estructura oligopólica con índices de concentración elevados, tanto en capacidad como en generación”, lo que ha impactado los precios de la energía en bolsa en algunos momentos (ECSIM, 2013). En este sentido, resulta vital que



PRECIO DE LA ENERGÍA

2016-2017

INFORME NACIONAL DE COMPETITIVIDAD

el Comité de Seguimiento del Mercado de Energía Mayorista (CSMEM), establecido en 2006 por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, pase a ser parte de la Superintendencia de Industria y Comercio. Como segunda alternativa, se recomienda, al menos, garantizar la independencia del CSMEM y otorgarle las capacidades necesarias para cumplir con su labor (ECSIM, 2013).

Acción regulatoria. Eliminar los fondos del sector eléctrico con cargo a la demanda.

Respecto a los fondos del sector eléctrico que se nutren de cargos a la demanda (FAZNI, FAER, FOES y PRONE), el CPC aconseja que su fuente de financiación pase a ser el Presupuesto General de la Nación, pues cumplen objetivos de política social que generan distorsiones en la tarifa eléctrica y los contratos, y además hacen que el esfuerzo de ampliación de cobertura eléctrica recaiga en los usuarios y no en los operadores de la red (ANDI, 2015). Para el período 2014-2018, estos fondos representarán \$545 mil millones anuales, lo que se traduce en un incremento de la tarifa para la demanda de cerca del 3,2%,¹⁸ sin contar los costos de la regulación que debe ser expedida para su funcionamiento¹⁹ (ECSIM, 2013).

Acción regulatoria. Finalizar la reglamentación de la autogeneración y promover su participación en el mercado.

En materia de autogeneración, se ha avanzado en la expedición de varios decretos y resoluciones que reglamentan la Ley 1715 de 2014 sobre autogeneración a pequeña y gran escala²⁰, pero queda pendiente un decreto relacionado con la generación distribuida a pequeña escala. La entrada de autogeneradores a competir con sus excedentes en el mercado podría, eventualmente, ayudar a reducir los precios de bolsa y de los contratos, además de incentivar una mayor eficiencia por parte de los generadores tradicionales. Es fundamental, entonces, que se permita y promueva su participación en el mercado, a través de incentivos para proyectos cuyo tamaño y costo de autogeneración se traduzcan en beneficios a la demanda, gracias a la reducción de los precios de generación y los cargos por transporte y distribución. En particular, se recomienda definir un cargo de respaldo viable que posibilite la participación de personas naturales y jurídicas en el mercado.

Acción regulatoria. Permitir la participación en el mercado de agregadores de demanda y comercializadores independientes.

Otra alternativa para reducir los precios de la energía está dada por la Respuesta de la Demanda (RD). La Ley 1715 de 2014 definió la RD como los “cambios en el consumo de energía eléctrica por parte del consumidor, con respecto a un

patrón usual de consumo, en respuesta a señales de precios o incentivos diseñados para inducir bajos consumos”, y delegó a la CREG para promoverla. El Ministerio de Minas, a través del Decreto 2492 de 2014, también estableció que los consumidores que presten ese servicio al sistema serán remunerados por ello. La participación activa de la demanda en el mercado puede traducirse en menores costos de la electricidad y mayor confiabilidad en momentos pico, y en el aplazamiento de la expansión del parque generador. Para el mercado colombiano, se ha estimado que el sistema puede obtener un 7% de su demanda máxima con los recursos de RD, es decir, 600MW (ISA-ENERNOC, 2016). Si bien la CREG ha avanzado en este tema, todavía se requieren desarrollos regulatorios que habiliten la participación de los consumidores. En este sentido, el CPC considera que la CREG debe permitir a los agregadores de demanda y a los comercializadores independientes ofertar permanentemente su energía, como cualquier otro generador en el mercado. Esto favorecería notablemente la competencia, además de otorgarle mayor flexibilidad al sistema en épocas de crisis. Según Acolgen, las estrategias de autogeneración y respuesta a la demanda podrían generar, en conjunto, ahorros cercanos a los \$1,5 billones anuales, gracias al incremento de la competencia en el mercado.

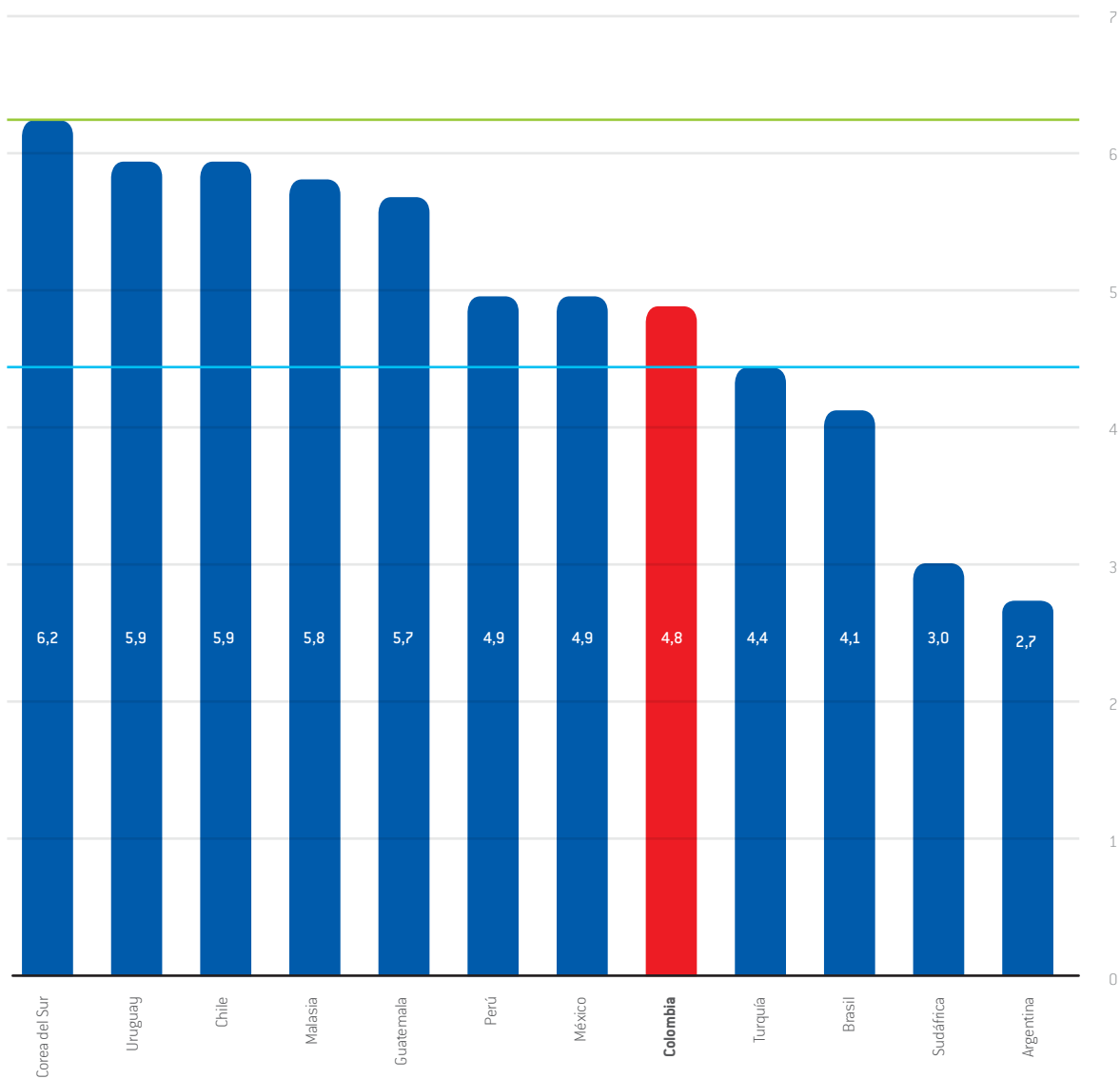
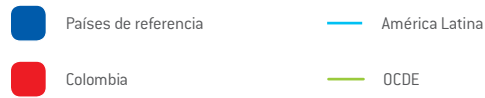
CONSEJO PRIVADO DE COMPETITIVIDAD

CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO



De acuerdo con la más reciente medición del Foro Económico Mundial, la calidad del servicio eléctrico en Colombia está por encima del promedio latinoamericano. Sin embargo, el país es superado por otros de la región, y en los últimos diez años se ha mantenido en el mismo puesto a nivel global (puesto 59). La percepción de calidad tampoco ha mejorado significativamente, pues pasó de 4,8 a 5,0 en dicho lapso (Gráfico 12).

Gráfico 12. Calidad en el servicio de energía. [1: Pésima calidad; 7: Alta calidad]. Colombia y países de referencia, 2015²¹.



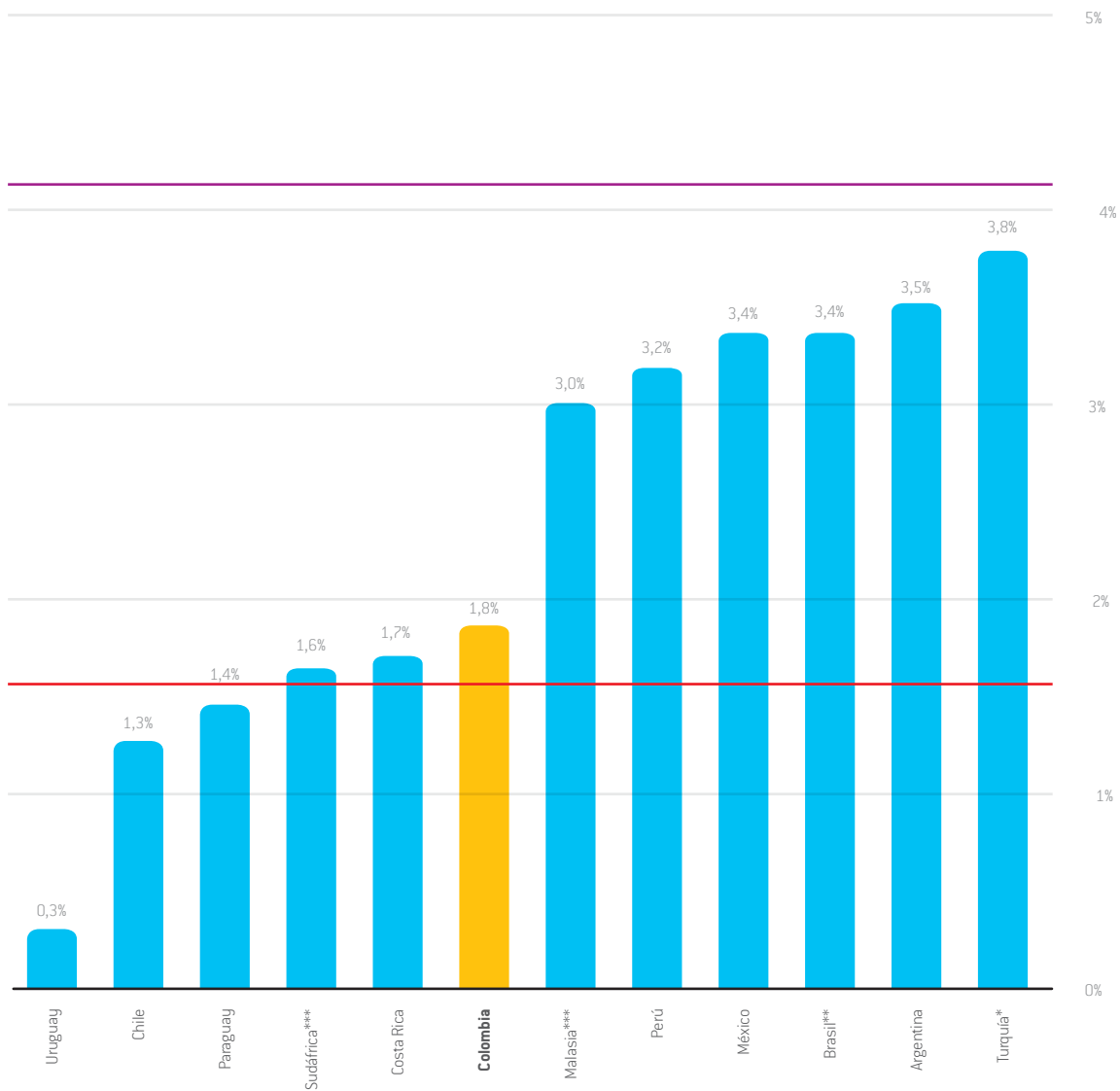
Fuente: Foro Económico Mundial.



CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO

Las mediciones del Banco Mundial (disponibles hasta el año 2010) evidencian que Colombia es uno de los países latinoamericanos que menos pérdidas genera por cortes eléctricos, superado solo por Uruguay, Chile, Paraguay y Costa Rica. Además, fue de los pocos que mejoró en este indicador respecto a la medición de 2006. La región, como un todo, empeoró en ese lapso, al pasar del 3,2% al 4,4% de pérdidas, como porcentaje de las ventas de las compañías, por efecto de los cortes. Este valor, sin embargo, sigue siendo superior al que presentaron los países de la OCDE en 2015 (Gráfico 13).

Gráfico 13. Pérdidas debido a cortes eléctricos (% de las ventas). Colombia y países de referencia, 2010.





RECOMENDACIONES

La calidad del servicio eléctrico, entendida como su disponibilidad en el tiempo, es una condición fundamental para incrementar la competitividad empresarial. En algunos sectores económicos como el industrial, los cortes de energía generan pérdidas de materias primas y bienes finales, alteraciones en los ciclos de producción, descomposición de productos por interrupción de la cadena de frío, daños en la maquinaria e incertidumbre para concretar negocios, entre otras situaciones que afectan la actividad productiva.

Según la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, Colombia presenta buenos indicadores de calidad, pues el número de suspensiones en un mes típico (menos de una), es considerablemente menor al promedio de América Latina (2,5). Adicionalmente, la duración promedio de los cortes es de dos horas y media, similar al promedio regional (Superintendencia de Servicios Públicos, 2014).

Pese a esto, el país no puede estar satisfecho con su desempeño en términos agregados ni con las comparaciones regionales. Existe amplia heterogeneidad a nivel departamental, y regiones como la Costa Caribe enfrentan paros con mucha frecuencia, debido, fundamentalmente, a fallas en la transmisión y distribución de

energía. Por estas razones, la Superintendencia de Servicios Públicos, en calidad de ente supervisor de las empresas prestadoras del servicio de energía en todo el país, debe garantizar el cumplimiento de estándares de calidad adecuados en la prestación del servicio, además de vigilar el buen desempeño de los indicadores financieros, técnicos y administrativos de las compañías, pues el deterioro de estos indicadores se refleja en menores inversiones y mantenimiento, lo que termina por deteriorar la calidad del servicio.

Acción regulatoria. Emitir el decreto reglamentario que aumenta la capacidad sancionatoria de la Superintendencia de Servicios Públicos.

La regulación actual contempla la aplicación de un mecanismo automático de compensación al usuario, representado en un menor valor a pagar en la factura del servicio, cuando hay incumplimientos y fallas en la prestación del servicio. Sin embargo, es fundamental aumentar la capacidad sancionatoria de la Superintendencia de Servicios Públicos, pues actualmente las multas no pueden superar los \$1.289 millones, una cifra baja para la magnitud de la afectación que pueden generar ciertas fallas en la actividad económica de diversos sectores. El PND

establece un nuevo régimen de multas para la Superintendencia, con sanciones de hasta 100 mil SMMLV (\$69 mil millones), pero el decreto que reglamentaría esto aún no ha sido emitido por el DNP.

Acción pública. Calcular y publicar con mayor periodicidad el Índice Anual Agrupado de la Discontinuidad.

Es necesario que se calcule y se publique con mayor periodicidad el Índice Anual Agrupado de la Discontinuidad, establecido por la CREG en la Resolución 097 de 2008, el cual relaciona la cantidad promedio de energía no suministrada por cada unidad de energía suministrada durante un período determinado de evaluación. Además de ofrecer una visión nacional y regional del tema, este indicador permitiría hacer un seguimiento pormenorizado a los prestadores del servicio, lo que le facilitaría a la Superintendencia de Servicios la tarea de supervisarlos. Los últimos cálculos disponibles corresponden al año 2013, de modo que no es posible saber qué tanto ha mejorado o empeorado la calidad de la prestación del servicio de energía en los últimos dos años; además, en ese momento solo el 59% de los prestadores había adoptado esta metodología de medición.



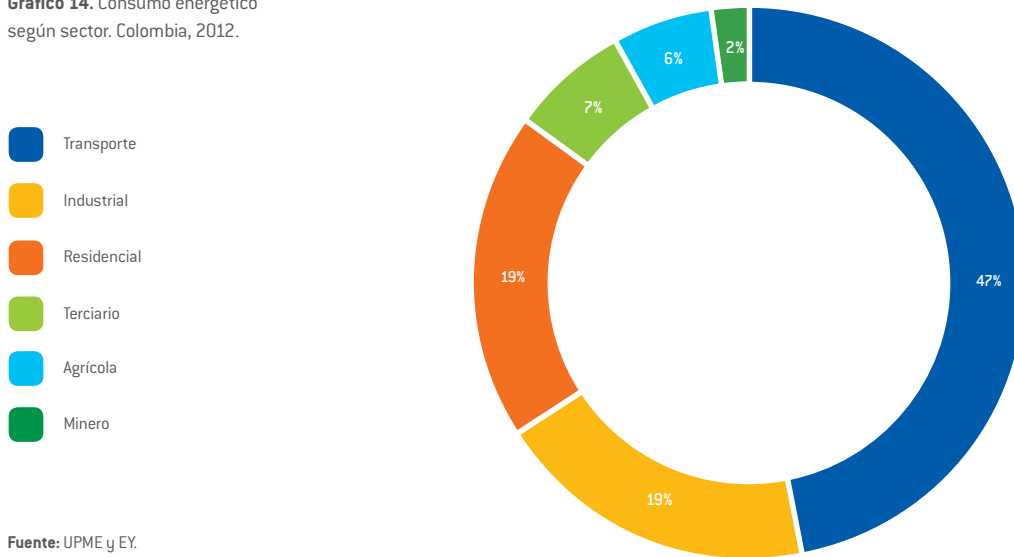
EFICIENCIA ENERGÉTICA

2016-2017

INFORME NACIONAL DE COMPETITIVIDAD

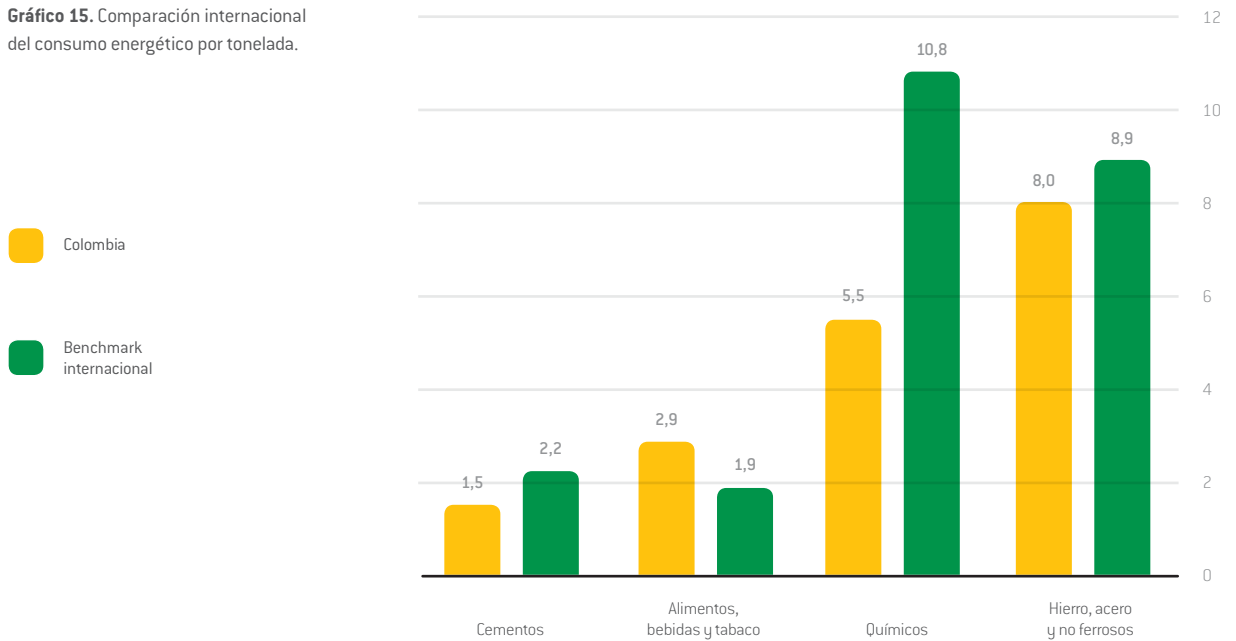
El sector económico que consume más energía en el país es el de transporte, responsable de casi el 50% del total. Le siguen el sector industrial y el residencial, ambos con el 19% del total. La geografía del país y la distancia entre los principales centros de consumo y los puertos se traducen en mayores exigencias para los transportadores, quienes deben consumir grandes cantidades de combustible para poder abastecer el interior del país y sacar la mercancía que será exportada [Gráfico 14]. Por su parte, el sector industrial colombiano ha demostrado ser eficiente en el consumo de energía, con niveles que están por debajo de referentes internacionales en los subsectores responsables del 80% del consumo industrial [Gráfico 15].

Gráfico 14. Consumo energético según sector. Colombia, 2012.



Fuente: UPME y EY.

Gráfico 15. Comparación internacional del consumo energético por tonelada.



Fuente: EY.

CONSEJO PRIVADO DE COMPETITIVIDAD

RECOMENDACIONES

La adopción de estrategias de eficiencia energética (EE) resulta fundamental para que el país alcance mayores niveles de competitividad a nivel empresarial, pues incrementan la confiabilidad energética y reducen el impacto de los precios de la energía, además de aportar al cumplimiento de los compromisos medioambientales del país. Este tema fue incluido en el PND y encargado al Ministerio de Minas y a la UPME, como estrategia esencial para reducir las necesidades de expansión del sistema y postergar la entrada en operación de nuevas fuentes de generación.

Acción regulatoria. Definir los nuevos alcances del PROURE y reglamentar el FENOGÉ.

En materia de eficiencia energética, la Ley 697 de 2001 creó el Programa de Uso Racional y Eficiente de Energía (PROURE), orientado a la disminución de la intensidad energética, el mejoramiento de la eficiencia energética de los sectores de consumo y la promoción de fuentes no convencionales de energía. Este programa ha hecho viable el otorgamiento de incentivos tributarios que ascienden a los \$85 mil millones a proyectos de inversión en la industria y en el transporte público de pasajeros, además de la identificación de potenciales energéticos a partir de generación eólica (Portafolio, 2015). Aunque el PROURE tenía un plan indicativo cuya implementación finalizaba el 31 de diciembre de 2015, el Ministerio de Minas decidió prorrogarlo hasta el 30 de junio del presente año, con el fin de replantear las metas de

consumo energético sectorial y los incentivos que ofrecerá, de cara a su continuidad en el período 2016-2020. Informalmente ha trascendido que el nuevo PROURE incluiría la adopción de un sistema de gestión de la energía compatible con la Norma Técnica Colombiana NTC-ISO 50001, e incluiría la definición de mecanismos de certificación, medición y verificación, lo que es una buena señal en materia de EE para el país; además, también se establecerían metas de EE para cada uno de los sectores de la economía nacional.

Por otro lado, la Ley 1715 de 2014 creó el FENOGÉ para financiar FNCE y proyectos de EE, el cual está pendiente de reglamentación por parte del Ministerio de Minas. Los recursos destinados al FENOGÉ²² se podrán utilizar para financiar programas y proyectos encaminados a la mejora de la EE, como la promoción de buenas prácticas, equipos de uso final de energía, la adecuación de instalaciones internas y las remodelaciones arquitectónicas. Además, la norma establece que también se podrán financiar los estudios, auditorías energéticas y costos de administración e interventoría de dichos programas y proyectos. En resumen, el FENOGÉ constituye una herramienta fundamental para el avance de la EE en Colombia. Sin embargo, es deseable que este tipo de herramientas sean financiadas por el gobierno nacional y no se conviertan en una distorsión más del precio de la energía, como se mencionó en una sección anterior.

El ahorro que generaría la adopción de una estrategia nacional de EE fue calculado por la firma consultora EY para la UPME en 2015, a partir de algunas medi-

das que, a juicio de la consultora, deberían adoptar los sectores de transporte, industrial, terciario y residencial. Las estimaciones del informe arrojan como resultado un ahorro cercano a los \$4,5 billones anuales. Sin embargo, las inversiones que deben hacerse para adoptar estas medidas pueden llegar a ser muy elevadas, y los recursos con los que contaría el FENOGÉ (\$24 mil millones anuales, según cálculos de EY) se quedarían cortos para cualquier inversión en EE²³.

A lo anterior deben sumarse los esfuerzos e iniciativas que se adelantan en el sector de la construcción, el cual ha impulsado un reglamento de construcción sostenible para establecer parámetros y lineamientos técnicos relacionados con el uso eficiente del agua y la energía en nuevas edificaciones, que podrían generar ahorros hasta de un 45% si son implementadas (Argos, 2015). Igualmente relevante es la intervención de edificaciones existentes, para lo cual existen iniciativas como las de la UPME con EPM y Terao, que buscan intervenir los edificios públicos de Medellín para repotenciarlos y remodelarlos, en lo que se conoce como retrofit.

Dado que los proyectos de EE rinden frutos en el mediano y largo plazo, es necesario que las entidades públicas no requieran trámites de aprobación de vigencias futuras para contratarlos, pues estos se pagan con el ahorro obtenido.

Es imperativo, entonces, que el gobierno avance rápidamente en la reglamentación definitiva del FENOGÉ y en la formulación del PROURE para el período 2016-2020. Si bien existen mecanismos de financiación para iniciativas de EE con aportes de entidades multilate-



EFICIENCIA ENERGÉTICA

2016-2017

INFORME NACIONAL DE COMPETITIVIDAD

rales, estos se encuentran dispersos en bancas de segundo piso, son de difícil acceso y no son conocidos por los empresarios. Las apuestas gubernamentales mencionadas podrían brindar certidumbre frente a la permanencia en el tiempo de estas dos iniciativas, además de hacer viable su adopción por parte del empresariado. También es necesario medir el impacto de las inversiones que se realicen en proyectos de esta naturaleza, de forma que su funcionamiento pueda ser sometido a ajustes en el futuro.

Acción regulatoria. Reglamentar la prestación de servicios de las ESCO y promover su participación en el mercado a través de la creación de incentivos a la demanda.

Una alternativa a los recursos públicos es la implementación de soluciones de mercado que ayuden a visibilizar las ventajas que tiene para el sector productivo la inversión en EE. Específicamente, se debe fomentar la participación de las ESCO (Energy Service Companies), para que intervengan activamente en los procesos de mejora de la EE y en programas que permitan racionalizar el uso de la energía. Dado que las ESCO obtienen una remuneración por los servicios prestados que se constituyen en ahorros de energía, cuentan con incentivos para crear programas que ayuden a reducir al máximo el riesgo financiero asumido en la estructuración de los proyectos.

Aunque el sector industrial ha demostrado ser eficiente en el consumo de energía en relación con los estándares internacionales, se podrían lograr mayores ahorros mediante la sustitución de

calderas convencionales y motores de baja eficiencia, entre otras medidas. Además, en el sector de transporte todavía hay mucho por avanzar, específicamente en la eliminación de subsidios a los combustibles, la chatarrización de camiones antiguos, la telemetría y el transporte eléctrico o híbrido. En el residencial o terciario, por su parte, se deben tomar medidas relacionadas con la iluminación y la climatización. En todos estos casos las ESCO podrían jugar un papel, impulsando la adopción de estas y otras medidas.

Si bien ya se conformó una asociación de ESCO en Colombia, con el apoyo del BID y del Banco Mundial, para aprovechar mejor sus potencialidades se debe establecer una reglamentación que defina estándares mínimos de acreditación y certificación en buenas prácticas relacionadas con la EE, como prenda de garantía para quienes decidan utilizar sus servicios. La informalidad en la prestación de estos servicios puede conducir a escenarios de EE que no serían óptimos, y afectar a quienes los contraten. El Estado también debe generar incentivos económicos e instrumentos jurídicos y financieros para potenciar el desarrollo de proyectos de EE y estimular a los proveedores de medidas de mejora de EE, como vouchers de este tipo de servicios que puedan ser re-dimidos en las empresas.

Acción privada. Implementar planes de EE en las organizaciones.

Es importante que las empresas comprendan que este tipo de servicios requiere el establecimiento de contratos

por períodos de 5 a 15 años, por lo que esta es una estrategia de largo plazo. Además, la decisión de comprometerse con el desarrollo e implementación de programas de EE —ya sea a través de ESCO, fondos públicos o inversiones propias— necesita el apoyo decidido de la alta dirección de las organizaciones, y no solamente de las áreas operativas o de producción. La adopción de medidas como estas puede mitigar los altos costos de la energía y aumentar la competitividad empresarial, pero solo si hay un compromiso decidido y de largo aliento. Algunas empresas colombianas han abordado esto, principalmente a través de la incorporación de Sistemas de Gestión de Energía.

Acción regulatoria. Incluir representación del Ministerio de Transporte en la CIURE, y darle la potestad de establecer prioridades en la implementación de medidas de EE.

En materia institucional, es importante que la Comisión para el Uso Racional y Eficiente de la Energía y Fuentes No Convencionales (CIURE), creada mediante la reglamentación de la Ley 697²⁴ para asesorar al Ministerio de Minas en la coordinación de políticas sobre EE, incluya una representación del Ministerio de Transporte, pues este es el sector que presenta consumos más altos de energía, y sobre el que se debe trabajar más fuertemente para lograr mayores impactos. La CIURE también debería tener la potestad de establecer prioridades en lo relativo a la implementación de la política de EE, a partir de los lineamientos generales del gobierno nacional.

CONSEJO PRIVADO DE COMPETITIVIDAD



Acción regulatoria. Definir un arreglo institucional concreto para la promoción de la EE en el país.

También es fundamental establecer un arreglo institucional para diagnosticar, certificar, diseñar e implementar programas, articular al sector público y al empresarial, y sensibilizar e informar sobre la EE en el país²⁵. La institucionalidad existente —el Ministerio de Minas, la UPME o el CIURE—, debe tener un rol más estratégico y de planeación, pues tienen otras responsabilidades que pueden dificultar la realización de estas actividades. En países como Chile se han creado agencias de eficiencia energética para abarcar estos temas.

Mediante un proyecto de decreto del Ministerio de Minas, el país está avanzando hacia la creación de un Gestor de Información de Eficiencia Energética (GIEE), que se encargaría de prestar un servicio de “recolección, centralización,

administración y análisis, entre otras, de la información que exista en el país sobre consumo y usos de energía y potenciales ahorros por sector, con la finalidad de proponer medidas y estrategias de eficiencia energética económicamente viables”. Adicionalmente, el GIEE podría emitir certificados de EE, los cuales constituirían títulos que podrían ser transados en el mercado secundario y servirían de incentivo, tanto a las ESCO como a las empresas que implementen planes de EE.

Pese a lo valioso que sería contar con una entidad como el GIEE, el CPC considera que esa alternativa, tal y como está planteada, carecería de tres características fundamentales para poder avanzar en la EE del país: capacidad de implementación, sensibilización y articulación con el sector empresarial. En este sentido, es necesario un arreglo institucional que incluya estas tres responsabilidades.

En 2012, un informe para la UPME, financiado por el Programa de las Nacio-

nes Unidas para el Desarrollo (PNUD), presentó una propuesta para la creación de la Alianza Colombiana para la Eficiencia Energética y el Desarrollo de Energías Alternativas (ACEEDEA). Dicha propuesta proponía que la ACEEDEA fuese una asociación público-privada que adelantara las actividades del GIEE y las sugeridas por el CPC (PNUD, 2012). De forma similar, EY (2014) recomienda la creación de una Agencia Nacional de Eficiencia Energética, pero reconoce que esta no sería la solución ideal, pues implicaría una modificación de la estructura administrativa existente y, en general, del marco legal integral vigente en Colombia en materia de EE. Pese a esto, sería de suma relevancia incorporar en el actual proyecto de decreto algunas de las propuestas presentadas en ambos documentos, sin importar cuál sea la forma institucional por la que finalmente se opte.



CUADRO SÍNTESIS DE RECOMENDACIONES

2016-2017

INFORME NACIONAL DE COMPETITIVIDAD

CONSEJO PRIVADO DE COMPETITIVIDAD

Recomendación	Plazo	Avance 2016	¿Quién puede hacer la diferencia?	Tipo de recomendación
Aumentar la capacidad instalada de las FNCER.	Mediano		Minminas	Acción pública
Incluir la generación mediante FNCER dentro de la Política de Desarrollo Productivo.	Mediano		Minminas, Bancóldex, MinCIT y Colciencias	Coordinación pública-privada
Facilitar el acceso de inversionistas a los mecanismos previstos para fomentar la generación mediante FNCER.	Corto		ANLA y UPME	Acción pública
Culminar la reglamentación de la Ley 1715 y avanzar en la creación de otros incentivos transitorios relativos a las FNCER.	Corto		Minminas y UPME	Acción regulatoria
Considerar el establecimiento de un Cargo por Confiabilidad diferenciado según el tipo de tecnología de generación.	Mediano		CREG	Acción regulatoria
Desarrollar una estrategia de abastecimiento de gas natural a precios competitivos a través de la producción nacional y la importación.	Mediano		Minminas y UPME	Acción pública
Hacer más eficientes los procesos y trámites relativos al desarrollo de infraestructura de regasificación.	Corto		Minminas y UPME	Acción regulatoria
Promover la instalación de plantas para almacenar excedentes de gas natural y de gasoductos que permitan transportarlo.	Mediano		Minminas y UPME	Acción Pública
Revisar las tarifas de gas natural.	Corto		CREG	Acción regulatoria
Garantizar la estimación de una demanda objetiva de energía precisa y conservar el CC, pero diferenciando las plantas nuevas y las que ya están operando.	Corto		CREG y UPME	Acción regulatoria
Avanzar hacia un mecanismo mejorado de subasta de CC y precio de escasez, que contribuya a la creación de una oferta de energía en firme eficiente y competitiva.	Mediano		CREG y UPME	Acción regulatoria
Crear un mecanismo compensatorio que proteja al usuario final de la obligación de asumir los mayores costos.	Mediano		CREG	Acción regulatoria

Plazo



Avance



CUADRO SÍNTESIS DE RECOMENDACIONES



Recomendación	Plazo	Avance 2016	¿Quién puede hacer la diferencia?	Tipo de recomendación
Sustituir, a través de una subasta, las plantas de altos costos variables, y excluirlas de la formación del precio de bolsa.	Mediano	✓	CREG	Acción regulatoria
Desarrollar una propuesta concreta para promover la profundización, liquidez, transparencia y competencia del mercado mayorista de energía.	Mediano	✓	CREG	Acción regulatoria
Garantizar la independencia de la CREG ante el ejecutivo.	Corto	✗	Presidencia de la República	Acción regulatoria
Fortalecer el CSMEM y adscribirlo a la Superintendencia de Industria y Comercio.	Mediano	✗	Superservicios y Supersociedades	Acción regulatoria
Eliminar los fondos del sector eléctrico con cargo a la demanda.	Corto	✗	Minminas y Minhacienda	Acción regulatoria
Finalizar la reglamentación de la autogeneración y promover su participación en el mercado.	Corto	✓	CREG y Minminas	Acción regulatoria
Permitir la participación en el mercado de agregadores de demanda y comercializadores independientes.	Corto	✓	CREG	Acción regulatoria
Emitir el decreto reglamentario que aumenta la capacidad sancionatoria de la Superintendencia de Servicios Públicos.	Corto	✓	DNP, SuperServicios	Acción regulatoria
Calcular y publicar con mayor periodicidad el Índice Anual Agrupado de Discontinuidad.	Corto	✗	SuperServicios	Acción pública
Definir los nuevos alcances del PROURE y reglamentar el FENOGÉ.	Corto	✓	Minminas y UPME	Acción regulatoria
Reglamentar la prestación de servicios de las ESCO y promover su participación en el mercado a través de la creación de incentivos a la demanda.	Corto	✓	Minminas y UPME	Acción regulatoria
Implementar planes de EE en las organizaciones.	Corto	✓	Sector empresarial	Acción privada
Incluir representación del Ministerio de Transporte en la CIURE, y darle la potestad de establecer prioridades en la implementación de medidas de EE.	Corto	✓	Minminas	Acción regulatoria
Definir un arreglo institucional concreto para la promoción de la EE en el país.	Corto	✓	Minminas	Acción regulatoria



NOTAS

1. De hecho, algunos analistas señalan que, técnicamente, debió presentarse una suspensión.
2. Según XM, debido al Fenómeno los aportes hídricos al SIN alcanzaron en 2015 su menor porcentaje histórico de los últimos diez años (79% vs. 105% en 2006).
3. A diciembre de 2014, la participación de las FNCE era del 2,7% de la capacidad instalada del SIN.
4. Colombia cuenta con reservas probadas de petróleo hasta 2021 y de gas natural hasta 2029 (UPME, 2014). No obstante, el DANE afirma que estas reservas solo alcanzarán hasta 2020.
5. Conpes aprobado el 8 de agosto de 2016.
6. Países como Arabia Saudita, China y Sudáfrica ya están adelantando estrategias en este sentido.
7. A través de la resolución 18-0919 de 2010, el Ministerio de Minas estableció que la generación mediante FNCE en las ZNI debe tener una participación del 20% y el 30% del total para los años 2020 y 2030, respectivamente. A 2013, la participación era cercana al 11% (UPME, 2015).
8. El CPC recomienda que, en lugar de excluir el IVA para la maquinaria y equipos destinados a la producción y utilización de energía a partir de FNCE, se permita el descuento del IVA para este tipo de bienes, ya sea en este mismo tributo o en el impuesto a la renta, de manera que no se genere una competencia desigual para la producción nacional de estos bienes frente a los producidos internacionalmente (ver capítulo sobre Sistema Tributario).
9. Informe Nacional de Competitividad 2015-2016.
10. Según funcionarios de ONUDI, si bien existen varios fondos y alternativas de financiación estatal, además de las fuentes internacionales, en muchos casos los requisitos para poder emprender una iniciativa FNCE son complejos y toman demasiado tiempo en ser aprobados. ProCredit, el BID, Findeter y Bancóldex son algunas de las entidades que financian este tipo de iniciativas.
11. Estos 16,8 billones fueron usados en contratos para garantizar la disponibilidad de las centrales y los mantenimientos asociados. Los 17 billones se descomponen en penalizaciones, pérdida de renta (diferencia entre precio de bolsa y costo variable), precio de escasez inferior a los costos y al ahorro de los usuarios. Tomado de La República.
12. Por ejemplo, el siderúrgico, el medicinal, los de pulpa y papel, cemento, textiles, fertilizantes, oxígenos, cerámicas, entre otros.
13. Para la mediana y gran industria esta participación oscila entre el 65% y el 75%.
14. Ver Informe Nacional de Competitividad 2015-2016.
15. Ver Informe Nacional de Competitividad 2015-2016.
16. En la actualidad, cada vez que se lleva a cabo una subasta (es decir, cuando la CREG estima que es necesaria una ampliación en la capacidad), el precio de cierre de la misma constituye el CC, el cual remunera las plantas que ganan la subasta. Cuando no se realiza la subasta, el CC se paga a las plantas existentes al precio de cierre de la subasta anterior.
17. Según la CGR (2016) de todo el parque térmico, las generadoras a carbón son las que mayor capacidad han mostrado en 2016 para cubrir los costos de combustibles con el precio de escasez vigente, expresado porcentualmente como la diferencia entre este y el precio de equilibrio.
18. Antes del PND 2014-2018, el impacto de los fondos eléctricos sobre la tarifa era de 1,3% (\$3,33/kWh); a futuro, el impacto será de hasta 3,2% (\$8/kWh). El Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de Zonas no Interconectadas (FAZNI) recibirá \$1,90/kWh; el Fondo de Apoyo Financiero para la Electrificación Rural (FAER), \$2,10/kWh; el Programa de Normalización de Redes (PRO-NE), \$1,90/kWh; y el Fondo de Energía Social (FOES), hasta \$2,10/kWh.
19. Según ECSIM (2013), “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”.
20. Para la generación a gran escala se han expedido el Decreto 2469 de 2014 y las resoluciones CREG 024 de 2015 y 024 de 2016. Para la generación a pequeña escala se ha expedido la Resolución UPME 0281 de 2015.
21. Encuesta de percepción. Calidad entendida como ausencia de interrupciones y fluctuaciones de voltaje.

- 22.** Los recursos para nutrir este Fondo podrían ser aportados por la Nación, entidades públicas o privadas y organismos de carácter multilateral e internacional.
- 23.** El informe menciona 28 medidas de eficiencia energética y un análisis cuantitativo de los beneficios que podrían generar. Sus recomendaciones están dirigidas a los sectores de transporte, industrial, terciario y residencial.
- 24.** Decreto 3686 de 2003.
- 25.** La sensibilización incluye el diseño e implementación de una estrategia cultural integral, que contribuya a crear conciencia social sobre la necesidad de buscar permanentemente la eficiencia energética.



REFERENCIAS

- 1 ANDI. (2015). *Estrategia para una Nueva Industrialización*. Bogotá D.C.: Asociación Nacional de Empresarios de Colombia.
- 2 Argos. (2015). *ABC del reglamento colombiano de construcción sostenible*. Disponible en: <http://grandesrealidades.argos.co/abc-del-reglamento-colombiano-de-construccion-sostenible/>.
- 3 BID. (2014). *¿Cómo repensar el desarrollo productivo? Políticas e instituciones sólidas para la transformación económica*. Washington D.C.: Banco Interamericano de Desarrollo.
- 4 CGR. (2016). *Manejo de recursos del Cargo por Confiabilidad*. Bogotá D.C.: Contraloría General de la República.
- 5 CREG. (2015). *Propuesta para la entrada de nuevas plantas de generación y la asignación del Cargo de Confiabilidad para plantas existentes*. Bogotá D.C.: Comisión de Regulación de Energía y Gas.
- 6 CREG. (2015b). *Medidas para afrontar los eventos que podrían poner en riesgo la confiabilidad del sistema eléctrico*. Bogotá D.C.: Comisión de Regulación de Energía y Gas.
- 7 DNP. (2015). *Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018: Todos por un nuevo país. Paz, equidad y educación*. Bogotá D.C.: Departamento Nacional de Planeación.
- 8 ECSIM. (2013). *Consultoría sobre la competitividad en la cadena de prestación del servicio de energía eléctrica*. Informe Ejecutivo. Medellín: Centro de Estudios en Economía Sistemática.
- 9 EY. (2015). *Política de eficiencia energética para Colombia*. Bogotá D.C.: Ernst & Young.
- 10 ISA – ENERNOC. (2016). *Respuesta de la demanda. Propuesta de implementación en el mercado colombiano*. Medellín, Interconexión Eléctrica S.A. – ENERNOC.
- 11 Perry, G. (2016). *Retos del sector gas en Colombia*. Congreso Naturgas, marzo de 2016.
- 12 La República. (2016). *Más del 80% de los industriales ya aseguró precios de energía a 2020*. Bogotá D.C.
- 13 OCDE. (2014). *Estudio de la OCDE sobre política regulatoria en Colombia: más allá de la simplificación administrativa*. París: Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico. PNUD. (2012). *Proyecto GEF/PNUD/COL 70467*. Tercer entregable del contrato No. 0000010656 DE 2011. Bogotá D.C.: Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo.
- 14 Portafolio. (2015). *El gobierno se preocupa por la eficiencia energética*, 5 de marzo de 2015. Bogotá D.C.
- 15 Portafolio. (2016). *El país se alista a recibir gas por el gasoducto andino*, 7 de julio. Bogotá D.C.
- 16 Superservicios. (2014). *Informe sectorial 2013. Energía eléctrica, gas natural y gas licuado de petróleo*. Bogotá D.C.: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.
- 17 UPME. (2014). *Proyecciones de precios de los energéticos para generación eléctrica*. Enero de 2014 – diciembre de 2037. Bogotá D.C.: Unidad de Planeación Minero Energética.
- 18 UPME. (2015). *Integración de las Energías Renovables no Convencionales en Colombia*. Bogotá D.C.: Unidad de Planeación Minero Energética.
- 19 UPME. (2015b). *Plan Energético Nacional - Colombia: Ideario Energético 2050*. Bogotá D.C.: Unidad de Planeación Minero Energética.
- 20 UPME. (2016). *Balance de gas natural en Colombia 2016-2025*. Bogotá D.C.: Unidad de Planeación Minero Energética.
- 21 WEC. (2015). *2015 Energy Trilemma Index*. Londres: World Energy Council.

