



CO-OS-CER376052



GTC-9425-17

Palmira, 23 de febrero de 2017

Km 3 Vía Cencar Aeropuerto
Palmira - Valle del Cauca
PBX 57-2-690 5910
FAX 57-2-690 5912

Doctor

GERMÁN ARCE ZAPATA

Ministro de Minas y Energía

Presidente

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS - CREG

Bogotá D.C.

Doctor

GERMÁN CASTRO FERREIRA

Director Ejecutivo

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS - CREG

Bogotá D.C.

Asunto: Comentarios al Proyecto de Resolución CREG-252 de 2016 y al Documento CREG-156 de 2016

Respetados Doctores,

Luego de haber analizado los documentos del Asunto, contentivos de un proyecto de resolución de carácter general *"Por la cual se define el precio de escasez del Cargo por Confiabilidad"*, de manera atenta y con profunda inquietud frente a las perspectivas de sostenibilidad del mercado eléctrico colombiano en el mediano y largo plazos, nos permitimos presentar, en documento adjunto a la presente comunicación, un análisis detallado y nuestros comentarios a las propuestas de la CREG, según se señala a continuación:

- En el *Capítulo 1. DE LAS BASES CONCEPTUALES DEL CARGO POR CONFIABILIDAD*, se hace un recuento minucioso del diseño y concepción del cargo por confiabilidad, señalando fallas identificadas, tanto en el diseño del esquema actual como en la propuesta de modificación.
- En el *Capítulo 2. DEL CARGO POR CONFIABILIDAD PARA LAS PLANTAS EXISTENTES*, se explica cómo la propuesta de la Comisión no sólo no resuelve la problemática actual, sino que agrava la situación de desequilibrio presentado con el Cargo vigente.

- En el *Capítulo 3. AGENTES "TOMADORES DE PRECIOS" O PLANTAS EXISTENTES*, se contextualiza la denominación generalizada de las "Plantas Tomadoras de Precio", que contempla extensivamente a agentes cuya participación en el Mercado y su Capacidad Instalada les permite ejercer posición dominante en la formación de Precios en el Mercado Mayorista y cuya influencia también trasciende al Mercado de Contratos Bilaterales.
- En el *Capítulo 4. DEL PRECIO DE ESCASEZ Y LA PROPUESTA DE LA CREG*, se evalúa la presunta relación teórica entre el valor del precio de escasez y el de la prima y las distorsiones que se producen al referirlos a una sola tecnología.
- En el *Capítulo 5. DE LA PROPUESTA DE LA CREG PARA EL PRECIO DE ESCASEZ (PARTE COMBUSTIBLE)*, se analiza el desacople que se identifica en el enfoque de las cinco (5) alternativas planteadas en el Documento 088 de 2016 y las consecuentes conclusiones a las que equivocadamente llega el Regulador como resultado de tal confusión.
- En el *Capítulo 6. DE LA PROPUESTA NORMATIVA DE LA CREG RESOLUCIÓN CREG-252 de 2016*, se hacen comentarios a la fórmula propuesta para el Precio de Escasez (PE: Precio de Escasez Total y NPE Nivel de Precio de Escasez) y, así mismo, se describen las fallas encontradas en la propuesta presentada.
- En el *Capítulo 7. DE LA RIGUROSIDAD DE LOS ANÁLISIS Y CÁLCULOS DE LA CREG*, se discute la utilidad de las consultas públicas y las recomendaciones de los paneles de expertos, al no detallarse, discutirse ni analizarse las recomendaciones o inquietudes planteadas.
- En el *Capítulo 8. ALTERNATIVA 1 – CXC UNIFORME Y PRECIOS DE ESCASEZ POR TIPO DE TECNOLOGÍA* y en el *Capítulo 9. PRECIO DE ESCASEZ UNIFORME Y CxC POR TIPO DE TECNOLOGÍA*, proponemos dos (2) alternativas que subsanarían las fallas del modelo del Cargo por Confiabilidad, en la medida en que se eliminarían las distorsiones identificadas respecto a las premisas teóricas originales del mismo, en búsqueda de lograr la consistencia y coherencia de las que hoy en día adolece.

Cabe aquí anotar que, con base en el análisis adjunto a la presente comunicación, si la CREG desestima nuestras propuestas y formaliza los planteamientos contenidos en el borrador sometido a comentarios, de insistir el Regulador en conservar el nivel del Cargo por Confiabilidad actual (indexado a precios de hoy a 17,23 USD/MWh), el Precio de Escasez de Equilibrio para TermoemCali sería de 294,78 USD/MWh; o, en el caso de que la CREG persista en establecer un Nuevo Precio de Escasez (Parte Combustible) a precios

de hoy de 135 USD/MWh, el Cargo por Confiabilidad de Equilibrio para TermoemCali sería de 33,21 USD/MWh.

- En el *Capítulo 10. DE LA PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DEL ANEXO 7*, se propone un ajuste adicional al anexo mencionado para prevenir las rentas exorbitantes y pérdidas en exceso que se registraron en el Mercado Mayorista de Electricidad durante el pasado Fenómeno de El Niño, así como la procedencia de liquidar “*las desviaciones de OEF*” por agente y no por planta.
- Finalmente, en el *Capítulo 11. DE OTRAS CONSIDERACIONES LEGALES Y COMPLEMENTOS LEGALES*, exponemos consideraciones relacionadas con el desconocimiento de derechos adquiridos y la competencia de la CREG respecto a la garantía de la confiabilidad y continuidad en la prestación del servicio.

Agradeciendo la oportunidad que nos brinda la entidad a su cargo de manifestarle nuestras motivadas preocupaciones frente a los riesgos que afectarían al país en caso de proceder la CREG a formalizar la propuesta sometida a comentarios, quedamos atentos a ampliar y sustentar nuestros análisis a su amable consideración.

Cordialmente,



JUAN PABLO RIZO MOLINA

Segundo Suplente del Gerente General y Representante Legal

Anexo: Documento: Comentarios al Proyecto de Resolución CREG-252 de 2016 Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, “*Por la cual se define el precio de escasez del Cargo por Confiabilidad*” y al Documento CREG-156 de 2016

Copias a: Dr. Mauricio Cárdenas Santamaría, Ministro de Hacienda y Crédito Público
Dr. Simón Gaviria Muñoz, Director General del Departamento Nacional de Planeación
Dra. Rutty Paola Ortiz Jara, Viceministra de Energía
Dr. Jorge Pinto Nolla, Experto Comisionado CREG
Dr. Hernán Molina Valencia, Experto Comisionado CREG
Dr. Christian Rafael Jaramillo Herrera, Experto Comisionado CREG
Dr. Oscar Hernán Muñoz Correa, Experto Comisionado CREG
Dr. Jorge Alberto Valencia Marín, Director General de la UPME y Experto Comisionado CREG (E)
Dr. José Miguel Mendoza Daza, Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios
Dr. Pablo Felipe Robledo del Castillo, Superintendente de Industria y Comercio
Dr. José Plata Puyana, Superintendente Delegado para Energía y Gas SSPD

**Comentarios al
Proyecto de Resolución CREG-252 de 2016
Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general,
"Por la cual se define el precio de escasez del Cargo por Confiabilidad"
y al Documento CREG-156 de 2016**

1. DE LAS BASES CONCEPTUALES DEL CARGO POR CONFIABILIDAD

Como lo afirma la CREG en su Documento 156 de 2016 (Precio de Escasez): *"En el mecanismo del CxC participan como oferentes los generadores y como demandantes todos los usuarios de energía eléctrica. Los primeros ofertan la energía firme de sus plantas, a cambio de recibir la prima de CxC. Por su parte, los usuarios pagan la prima del CxC para garantizar la confiabilidad del suministro. Lo anterior significa que en el momento en que el precio de bolsa supere el precio de escasez, (i.e. condición crítica) la demanda nacional contará con la energía suficiente para satisfacer su demanda, a un precio máximo igual al precio de escasez"*.

Si bien, el CxC conceptualmente fue estructurado para cumplir con el propósito arriba señalado, al analizar la forma como opera el mecanismo se puede demostrar que tiene fallas de diseño que la propuesta normativa de la CREG, contenida en la Resolución 252 de 2016 y su documento soporte 156 de 2016, antes que solucionarlas, las enfatiza, aumentando las distorsiones.

Del diseño y la concepción del CxC se pueden realizar las siguientes aseveraciones:

- i) La ENFICC es un producto homogéneo. La Resolución CREG-071 de 2006 la define en los siguientes términos:

"Es la máxima energía eléctrica que es capaz de entregar una planta de generación continuamente, en condiciones de baja hidrología, en un periodo de un año"

Teniendo en cuenta la forma en que se define la ENFICC, una vez calculada se convierte en un atributo que no depende de la tecnología de generación con la que la misma puede ser producida. Es decir, así como la Capacidad Instalada de todas las plantas de generación se mide en W, entendiéndose como la potencia eléctrica producida por una diferencia de potencial de 1 voltio y una corriente eléctrica de 1 amperio (1 voltamperio), la ENFICC es la máxima cantidad de kWh que puede entregar una planta de generación diariamente y de manera continua, bajo cualquier circunstancia.

Todo lo anterior que se predica de la ENFICC, es aplicable a las Obligaciones de Energía Firme (OEF) que les son asignadas a las plantas de generación del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

- ii) La remuneración de la ENFICC, en tanto que producto homogéneo, debe ser igual para todas aquellas plantas que estén en capacidad de proveerla. Lo anterior implica que cada kWh-día

de ENFICC (OEF) debe recibir un ingreso neto igual con independencia de la tecnología de generación que la suministre.

Esta premisa subyacente al diseño del CxC no se cumple, como se ilustra en el siguiente ejercicio en cuya elaboración se utilizan los siguientes criterios y variables:

- El horizonte del ejercicio considera un quinquenio, como ciclo aproximado de ocurrencia que ha registrado el denominado "Fenómeno de El Niño" desde 1990:

Year	DJF	JFM	FMA	MAM	AMJ	MJJ	JJA	JAS	ASO	SON	OND	NDJ
1990	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.4	0.3	0.4	0.4
1991	0.4	0.3	0.2	0.2	0.4	0.6	0.7	0.7	0.7	0.8	1.2	1.4
1992	1.6	1.5	1.4	1.2	1.0	0.8	0.5	0.2	0	-0.1	-0.1	0
1993	0.2	0.3	0.5	0.7	0.8	0.6	0.3	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1
1994	0.1	0.1	0.2	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.6	0.9	1.0
1995	0.9	0.7	0.5	0.3	0.2	0	-0.2	-0.5	-0.7	-0.9	-1.0	-0.9
1996	-0.9	-0.7	-0.6	-0.4	-0.2	-0.2	-0.2	-0.3	-0.3	-0.4	-0.4	-0.5
1997	-0.5	-0.4	-0.2	0.1	0.6	1.0	1.4	1.7	2.0	2.2	2.3	2.3
1998	2.1	1.8	1.4	1.0	0.5	-0.1	-0.7	-1.0	-1.2	-1.2	-1.3	-1.4
1999	-1.4	-1.2	-1.0	-0.9	-0.9	-1.0	-1.0	-1.0	-1.1	-1.2	-1.4	-1.6
2000	-1.6	-1.4	-1.1	-0.9	-0.7	-0.7	-0.6	-0.5	-0.6	-0.7	-0.8	-0.8
2001	-0.7	-0.5	-0.4	-0.3	-0.2	-0.1	-0.1	-0.1	-0.2	-0.3	-0.4	-0.3
2002	-0.2	0.0	0.1	0.2	0.4	0.6	0.8	0.8	0.9	1.1	1.2	1.1
2003	0.9	0.7	0.4	0	-0.2	-0.1	0.1	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3
2004	0.3	0.3	0.2	0.1	0.2	0.3	0.5	0.6	0.7	0.7	0.6	0.7
2005	0.7	0.6	0.5	0.5	0.3	0.2	0	-0.1	0	-0.2	-0.5	-0.7
2006	-0.7	-0.6	-0.4	-0.2	0.0	0.0	0.1	0.3	0.5	0.7	0.9	0.9
2007	0.7	0.4	0.1	-0.1	-0.2	-0.3	-0.4	-0.6	-0.9	-1.1	-1.3	-1.3
2008	-1.4	-1.3	-1.1	-0.9	-0.7	-0.5	-0.4	-0.3	-0.3	-0.4	-0.6	-0.7
2009	-0.7	-0.6	-0.4	-0.1	0.2	0.4	0.5	0.5	0.6	0.9	1.1	1.3
2010	1.3	1.2	0.9	0.5	0.0	-0.4	-0.9	-1.2	-1.4	-1.5	-1.4	-1.4
2011	-1.3	-1.0	-0.7	-0.5	-0.4	-0.3	-0.3	-0.6	-0.8	-0.9	-1.0	-0.9
2012	-0.7	-0.5	-0.4	-0.4	-0.3	-0.1	0.1	0.3	0.3	0.3	0.1	-0.2
2013	-0.4	-0.4	-0.3	-0.2	-0.2	-0.2	-0.3	-0.3	-0.2	-0.3	-0.3	-0.3
2014	-0.5	-0.5	-0.4	-0.2	-0.1	0.0	-0.1	0.0	0.1	0.4	0.5	0.6
2015	0.6	0.5	0.6	0.7	0.8	1.0	1.2	1.4	1.7	2.0	2.2	2.3
2016	2.2	2.0	1.6	1.1	0.6	0.1	-0.3	-0.6	-0.8	-0.8	-0.8	-0.7

NOAA/ National Weather Service
NOAA Center for Weather and Climate Prediction
Climate Prediction Center
5830 University Research Court
College Park, Maryland 20740

Aun cuando se asume una recurrencia quinquenal, si se aplica el criterio estándar para confirmar la ocurrencia de El Niño (mínimo 5 meses consecutivos de variaciones positivas de la Temperatura Superficial del Océano Pacífico, iguales o superiores a 0,5 grados Celsius), desde 1990 el Fenómeno sea presentado durante los siguientes periodos de verano: 1991/1992, 1994/1995, 1997/1998, 2002/2003, 2004/05, 2006/2007, 2009/2010 y 2015/2016. Lo que reduciría el ciclo de ocurrencia a un promedio de 3,5 años, con un mínimo de 2 años y un máximo de 6.

- Se asume que en presencia del Fenómeno de El Niño se presentan seis (6) meses de "Condiciones Críticas", que corresponden, de acuerdo con la Resolución CREG-071 de 2006, a una "situación que presenta el mercado mayorista de energía cuando el precio de bolsa es mayor al Precio de Escasez".
- Se toma la información correspondiente a "Costo Promedio de Referencia por Familia de Combustibles Nacionales" y "Precio de Escasez" (Parte Combustible) de la Página Web de XM S.A. ESP, para el mes de diciembre de 2016. Se simula que no habrá variaciones en estas variables durante el período de cinco (5) años considerado.
- Se toma el "Heat Rate" del portafolio de Plantas Térmicas del SIN de la Página Web de XM S.A. ESP, considerando todas las opciones sobre alternativas de uso de Combustible que tiene el portafolio.
- Se asume la provisión de 1.000.000 de kWh-día de ENFICC (OEF) provenientes de las distintas tecnologías.

Los resultados que se obtienen son los siguientes:

	Costo Combustible	Heat Rate		Costo Variable Combustible		CxC	Precio de Escasez
		Máximo	Mínimo	Máx HR	Mín HR		
	\$/MBTU	MBTU/MWh		\$/kWh		\$/kWh	\$/kWh
Hidráulica	-	-	-	-	-	50,59	277,93
Térmica Carbón	7.065,44	15,3576	8,8875	108,51	62,79	50,59	277,93
Térmica Gas Nacional	41.217,95	12,0234	6,5207	495,58	268,77	50,59	277,93
Térmica Gas Importado	31.033,54	12,0234	6,5207	373,13	202,36	50,59	277,93
Térmica Fuel Oil No. 6	35.192,81	12,1158	11,0052	426,39	387,30	50,59	277,93
Térmica Fuel Oil No. 1	54.080,38	9,7755	7,2930	528,66	394,41	50,59	277,93
Térmica Fuel Oil No. 2	55.828,13	10,5277	6,6033	587,74	368,65	50,59	277,93

	Ingreso Quinquenal CxC por 1.000.000 kWh-día de OEF	Costo Seis Meses 1.000.000 kWh- día de OEF		Remuneración del Costo a 1.000.000 kWh- día a Precio de Escasez durante Seis Meses	Ingreso Quinquenal - Costo Semestral	
	\$	Máx HR	Mín HR		Máx HR	Mín HR
		\$				
Hidráulica	92.326.750.000	-	-	50.721.642.603	143.048.392.603	143.048.392.603
Térmica Carbón	92.326.750.000	19.802.750.774	11.459.925.217	50.721.642.603	123.245.641.828	131.588.467.386
Térmica Gas Nacional	92.326.750.000	90.443.323.630	49.050.499.892	50.721.642.603	52.605.068.972	93.997.892.711
Térmica Gas Importado	92.326.750.000	68.095.981.160	36.930.773.687	50.721.642.603	74.952.411.442	106.117.618.915
Térmica Fuel Oil No. 6	92.326.750.000	77.816.000.922	70.682.963.845	50.721.642.603	65.232.391.680	72.365.428.758
Térmica Fuel Oil No. 1	92.326.750.000	96.480.954.620	71.979.499.979	50.721.642.603	46.567.437.982	71.068.892.623
Térmica Fuel Oil No. 2	92.326.750.000	107.262.883.519	67.278.607.744	50.721.642.603	35.785.509.083	75.769.784.859

Si se toman los ingresos netos que obtiene una planta hidráulica por la provisión de 1.000.000 de kWh-día de ENFICC (OEF) durante la “Condición Crítica” y se compara este ingreso con el que obtienen las tecnologías restantes por igual provisión de ENFICC (OEF), resulta:

	Ingreso Neto/Ingreso Neto Hidráulica	
	Máx HR	Mín HR
	%	
Hidráulica	100,00%	100,00%
Térmica Carbón	86,16%	91,99%
Térmica Gas Nacional	36,77%	65,71%
Térmica Gas Importado	52,40%	74,18%
Térmica Fuel Oil No. 6	45,60%	50,59%
Térmica Fuel Oil No. 1	32,55%	49,68%
Térmica Fuel Oil No. 2	25,02%	52,97%

De los resultados obtenidos es posible con certeza extraer las siguientes conclusiones:

- 1- El esquema vigente de CxC le asigna a la ENFICC (OEF) de las Plantas Hidráulicas un valor muy superior al que le asigna a la ENFICC (OEF) provista por las Plantas Térmicas.
- 2- No es cierto que la ENFICC (OEF) reciba tratamiento de producto homogéneo, al menos con el diseño actual del CxC.
- 3- Las falencias de diseño no se solventan con un incremento, cualquiera que éste sea, del Precio de Escasez. El aumento uniforme del Precio de Escasez conduciría a que se mantenga la brecha entre la remuneración de la ENFICC (OEF) de las Plantas Hidráulicas y la remuneración de la ENFICC (OEF) de las Plantas Térmicas, todo ello por cuenta de la demanda.
- 4- En el ejercicio planteado se parte de una remuneración uniforme de las OEF de 50,59 \$/kWh (CERE de diciembre de 2016), no obstante, en términos netos equivalentes, la remuneración efectiva difiere por tipo de tecnología. El CxC equivalente es el siguiente:

	Ingreso Neto CxC	
	Máx HR	Mín HR
	\$/kWh	
Hidráulica	78,38	78,38
Térmica Carbón	67,53	72,10
Térmica Gas Nacional	28,82	51,51
Térmica Gas Importado	41,07	58,15
Térmica Fuel Oil No. 6	35,74	39,65
Térmica Fuel Oil No. 1	25,52	38,94
Térmica Fuel Oil No. 2	19,61	41,52

Mientras la ENFICC (OEF) de una Planta Hidráulica se remunera a 78,38 \$/kWh, la remuneración de la ENFICC (OEF) de la Planta Térmica operada con Diesel Oil con mayor Heat Rate, equivale a 19,61 \$/kWh. Es decir, un (1) kWh de ENFICC (OEF) de una Planta Hidráulica tiene una remuneración equivalente de CxC cuatro (4) veces mayor a la que se le paga a un (1) kWh de ENFICC (OEF) de la Planta Térmica referenciada.

- 5- La evidente discriminación en la remuneración de la ENFICC (OEF) por tipo de tecnología distorsiona la competencia relativa de las Plantas en el Mercado Mayorista de Electricidad, otorgándole ventajas competitivas a unas tecnologías sobre otras. Estas distorsiones han sido presentadas en un número plural de estudios.
- 6- La competencia inequitativa de las distintas tecnologías en el Mercado Mayorista de Electricidad y las fallas que el diseño del CxC ha introducido en el Mercado, no solo viene afectando la formación de los Precios de Bolsa en el Mercado Spot, sino que ha restringido para algunas tecnologías el Mercado de Contratos Bilaterales.
- 7- El sesgo demostrado en el diseño del CxC no favorece la expansión de la Capacidad Instalada del parque de generación con recursos diferentes a Plantas Hidráulicas y, en el mejor de los casos, a Plantas Térmicas a Carbón. No es casual el resultado de las Subastas que se han efectuado hasta la fecha.
- 8- Los desequilibrios económicos demostrados en los apartes anteriores permiten afirmar que, con la medida regulatoria propuesta, se presentan condiciones que pueden afectar negativamente las expectativas económicas de los inversionistas que esperan ajustes en la regulación que morigeren los desequilibrios del Mercado en vez de ahondarlos. Es decir, el otorgarle ventajas a unas tecnologías distorsiona las reglas de competencia, incrementa su poder de mercado y, en forma artificial, genera asignaciones de rentas a unos agentes en detrimento de otros. En estos casos la doctrina ha señalado:

"El enriquecimiento sin causa es un mero estado de hecho, o sea, el desplazamiento de una



ventaja patrimonial de un patrimonio a otro sin causa que explique semejante desplazamiento.

Lo mismo sucede con el estado de comunidad y los gastos que alguien asume para evitar que se cause un daño en un patrimonio ajeno". (Negocio Jurídico y Obligaciones).

- 9- Adicionalmente, con base en los acápites expuestos y de un análisis de las normas que rigen las funciones y competencias legales asignadas a la CREG, la propuesta se desborda al privilegiar unas tecnologías sobre otras, con lo cual, se decide tácitamente la expansión de la matriz energética nacional. Así, de las normas que se invocan en los documentos en comento, en ninguna se infiere el soporte jurídico que le otorgue a la Comisión las facultades suficientes para determinar la expansión del parque generador de energía eléctrica, dado que en la distribución de las competencias que realiza Ley 143 de 1994, la planeación de la expansión para la atención adecuada de la demanda está asignada al Ministerio de Minas y Energía.

2. DEL CARGO POR CONFIABILIDAD PARA LAS PLANTAS EXISTENTES

Manifiesta la CREG en su Documento 156 de 2016 (Precio de Escasez) que "[...] el CxC se define financieramente por dos elementos: la prima del CxC y el precio de escasez. El primero determina el precio de la energía firme que compran todos los usuarios del SIN, a través de la subasta y por ende, define el ingreso fijo que reciben los generadores por la confiabilidad que otorgan al sistema. Por su parte, el precio de escasez define el riesgo que los generadores están dispuestos a asumir al participar en este mecanismo, puesto que determina el momento en que se deben entregar las OEF, así como el precio máximo al que se remunera su energía en condición crítica".

Como se demostró en el Numeral anterior, no es cierto que el CxC constituya un "ingreso fijo que reciben los generadores por la confiabilidad que le otorgan al sistema" y ello es porque "financieramente" la pareja [CxC; Precio de Escasez] conceptualmente no está correctamente estructurada y no refleja para todos los generadores el "riesgo" que pueden y deben asumir ante el ejercicio de las OEF que les son asignadas.

Aun cuando la ENFICC (OEF) teóricamente es un producto homogéneo que no depende de la tecnología con la cual se provee, el diferencial que obtienen los agentes por su remuneración es asimétrico y está en función de la tecnología.

Los costos de generar un (1) kWh de ENFICC (OEF) son significativamente diferentes por tecnología, de allí que una pareja [CxC; Precio de Escasez] uniforme implica riesgos diferenciales para las Plantas y, de hecho, no implica riesgo para todas:

	Precio de Escasez	Costo Variable ENFICC (OEF)		Precio de Escasez - Costo Variable	
	\$/kWh	Máx HR	Mín HR	Máx HR	Mín HR
		\$/kWh		\$/kWh	
Hidráulica	277,93	-	-	277,93	277,93
Térmica Carbón	277,93	108,51	62,79	169,42	215,13
Térmica Gas Nacional	277,93	495,58	268,77	217,65	9,16
Térmica Gas Importado	277,93	373,13	202,36	95,20	75,57
Térmica Fuel Oil No. 6	277,93	426,39	387,30	148,46	109,38
Térmica Fuel Oil No. 1	277,93	528,66	394,41	250,74	116,48
Térmica Fuel Oil No. 2	277,93	587,74	368,65	309,82	90,72

A precios de diciembre de 2016, la información de XM S.A. ESP correspondiente a “Precio de Escasez” (Parte Combustible) y “Costo Promedio de Referencia por Familia de Combustibles Nacionales”, muestra que las Plantas Hidráulicas y las Plantas Térmicas a Carbón no asumen riesgo alguno cuando sus OEF son ejercidas. De hecho, el Precio de Escasez (Parte Combustible) le fija un costo de oportunidad a la ENFICC (OEF) de estas Plantas que supera ampliamente el Costo Variable del insumo que usan para generar.

En contraste, con excepción de las Plantas Térmicas más eficientes (menor Heat Rate) que utilizan Gas Nacional o Gas Importado, el parque de generación restante sí incurre en riesgos cuando se ejercen sus OEF. Lo anterior implica que una pareja uniforme de [CxC; Precio de Escasez] no refleja el riesgo o no riesgo asumido por los distintos generadores.

El esquema de CxC presumía de haber sido diseñado como un esquema de aseguramiento. En este tipo de esquemas la regla prevalente es que igual riesgo implica igual remuneración y, consecuentemente, riesgos diferentes implican remuneraciones diferentes.

Como ajuste parcial y temporal aplicable a las Plantas Térmicas que operan con Combustibles Líquidos, frente al desequilibrio inherente al diseño inicial del CxC, la CREG expidió la Resolución 178 de 2015. Afirma la CREG en el Documento 156 de 2017 en relación con la anterior norma, que: “La opción diseñada [...] tuvo como objetivo equiparar el riesgo asumido por este tipo de generadores, en el momento de recibir las asignaciones de OEF [...] y garantizar así, la entrega de la energía comprometida”. No obstante, la propuesta normativa en discusión (Resolución CREG-252 de 2016), retorna al desequilibrio en comento y no lo resuelve como se había esperado.

El diseño y definición de la pareja [CxC; Precio de Escasez] para las Plantas Existentes tiene los siguientes defectos, que no aborda la nueva propuesta normativa:

- i) El CxC que se le asigna a la ENFICC (OEF) de las Plantas Existentes es el resultado de una Subasta cuya finalidad es la incorporación de Plantas Nuevas dentro del parque de generación. La composición del portafolio de Plantas Nuevas que resultan con asignación de OEF en la Subasta difiere sustancialmente de la composición del parque de generación existente. Es por esto que

no puede afirmarse que las Plantas Existentes, como actores pasivos de la Subasta, estén valorando el riesgo implícito ya que, en la práctica, les es impuesto.

Como las Plantas Existentes asumen como dado el Precio de Cierre de las Subastas, el desequilibrio entre tecnologías se ve afectado según el portafolio de recursos que termine con asignaciones de OEF en cada Subasta.

Se puede argumentar, de manera simplista, que las Plantas Existentes podrían muy bien no acogerse al CxC que resulta de la Subasta y, por lo tanto, podrían no presentar parámetros en el momento de la asignación de las OEF para el parque existente. Sin embargo, se trata de un falso dilema, toda vez que las verdaderas Plantas de Respaldo (en el sentido que a las mismas le dan el Artículo 23 de la Ley 143 de 1994¹ y la Resolución CREG-053 del mismo año²), no cuentan regularmente con ingresos diferentes a los que provienen del CxC. Es decir, se trata de un dilema en el que si aceptan el CxC de la Subasta y el Precio de Escasez predefinido, existe una significativa probabilidad de quiebra, mientras que si no aceptan el CxC de la Subasta y el Precio de Escasez predefinido, existe una probabilidad de quiebra del 100%.

- ii) Es tal el desacoplamiento del CxC entre las Plantas Nuevas y las Plantas Existentes y los defectos de diseño de este instrumento que, en gracia de discusión, si en una Subasta se presentaran exclusivamente Plantas Nuevas con tecnología Diésel y alto Heat Rate y en sus ofertas quisieran igualar el ingreso de CxC que obtiene actualmente una Planta Hidráulica durante un quinquenio, el Precio de Cierre de la Subasta debería ser de 33,21 USD/MWh (Actualmente el Precio Tope de las Subastas es $2 \times \text{CxC} = 34,25$ USD/MWh a dólares de hoy). Con el agravante de que la distorsión del Mercado Mayorista se ahondaría, en la medida en que frente a esta Subasta teórica, las Plantas Existentes sin riesgo (Hidráulicas y Térmicas a Carbón) aumentarían su ingreso quinquenal neto actual en un 24%, las primeras, y en casi un 100% las segundas.
- iii) El análisis efectuado por la CREG en el Documento 156 de 2016 no aborda los mínimos a ser tenidos en cuenta cuando se evalúa un esquema de aseguramiento como lo es el CxC. No puede valorarse el equilibrio del mecanismo adoptado tomando una instantánea de la Prima (Cargo por Confiabilidad) y el Precio de Ejercicio (Precio de Escasez). En cualquier esquema de aseguramiento se debe garantizar que la Prima que se paga sea suficiente para cubrir la ocurrencia del siniestro ("Condición Crítica"), calculando el excedente y/o déficit que al final se obtenga.

¹ "En el sector eléctrico, la oferta eficiente tendrá en cuenta la capacidad de generación de respaldo, la cual será valorada por la Comisión de Regulación de Energía y Gas, según los criterios que establezca la Unidad de Planeación Minero-Energética en el plan de expansión".

² "Respaldo. Es la capacidad de generación no necesaria para atender la demanda al nivel de confiabilidad de 95%, pero que se encuentra disponible para atender la demanda en casos extremos de acuerdo a los criterios de flexibilidad y vulnerabilidad adoptados por la Unidad de Planeación Minero-Energética en la elaboración del Plan de Expansión de Referencia".

Si, como producto del siniestro, todos los receptores de la Prima deben asumir idénticas obligaciones (OEF), el excedente o déficit que obtengan post siniestro debe, así mismo, ser idéntico.

- iv) De rediseñarse el CxC y de ajustarlo realmente como instrumento de aseguramiento, frente a cualquier prima de CxC que llegara a fijarse, el Precio de Escasez de una Planta Hidráulica debería ser igual a cero (0), igual al riesgo que asume ante el ejercicio de sus OEF.

Un planteamiento como el expuesto reduciría significativamente el pago que debe asumir la demanda por concepto de confiabilidad. Adicionalmente, el eliminar las ventajas competitivas artificiales que el diseño actual le proporciona a unas tecnologías frente a otras, se traduciría en un mercado más competitivo al morigerar el poder de mercado, lo que necesariamente se reflejaría también en mejores precios para los usuarios, tanto en el Mercado Spot, como en el Mercado de Contratos Bilaterales.

3. AGENTES “TOMADORES DE PRECIOS” O PLANTAS EXISTENTES

Lo expuesto demuestra una inadecuada valoración de los presupuestos fácticos que se pretenden regular. Es fácil demostrar que algunos de los agentes que la CREG, de manera generalizada y no ortodoxa, incluye entre los que denomina “tomadores de precios”, dada su participación en el Mercado y su Capacidad Instalada, ejercen posición dominante en la formación de precios en el Mercado Mayorista.

Si éstos mal denominados “tomadores de precio” participan en las Subastas con Nuevos Proyectos, tienen el poder de direccionar los precios de la misma, en la medida en que los precios que ofertan no reflejan las condiciones económicas aisladas de sus Nuevos Proyectos, sino las condiciones económicas integradas de todo su portafolio de generación. Situación contraria a la que enfrentan agentes nuevos que quieren incorporar proyectos al parque de generación y agentes existentes pero marginales en el Mercado.

4. DEL PRECIO DE ESCASEZ Y LA PROPUESTA DE LA CREG

Manifiesta la CREG que “[...] el valor del precio de escasez y el valor de la prima son valores dependientes e inversamente proporcionales. Es decir, a menor precio de escasez se debe esperar un mayor valor de la prima, puesto que el riesgo al que estarían expuestos los generadores sería mayor [...] o al contrario, a mayor precio de escasez, menor prima [...]”.

Aunque lo planteado por la CREG es cierto teóricamente, esta condición *sine qua non* no se cumple en la actualidad. La CREG en sus análisis no demuestra que exista tal relación, ni tampoco lo demuestra en su propuesta.

Adicionalmente, un análisis que se restrinja a plantear la correlación inversa entre la Prima del Cargo por Confiabilidad y el Precio del Ejercicio (Precio de Escasez) es incompleta, en la medida en que solo aborda una dimensión del análisis:



$$\text{Cargo por Confiabilidad} \propto \frac{1}{\text{Precio de Escasez}}$$

Dejando de lado una dimensión de superior relevancia:

$$\text{Precio de Escasez} \propto \text{Riesgo} \propto \text{Costo Variable del Insumo}$$

Lo anterior implica que, dado un CxC, se requerirían Precios de Escasez diferenciales que reflejen el riesgo de las distintas opciones tecnológicas. O, alternatively, dado un Precio de Escasez, se requerirían primas de CxC diferenciales que reflejen el riesgo de las distintas opciones tecnológicas. Sólo un esquema como el descrito cumpliría el principio de no discriminación y homogeneidad de la ENFICC que se quiere remunerar.

Un único CxC y un único Precio de Escasez reflejan una única tecnología. De hecho, el CxC y el Precio de Escasez que están vigentes reflejan las tecnologías que han marginado en las Subastas que se han efectuado hasta el momento, es decir, Plantas Térmicas a Carbón. Es por esto que se viabiliza financieramente a este tipo de Plantas y no a aquellas cuyos Costos Variables de Producción son superiores.

Manifiesta la CREG, con relación a las externalidades del Precio de Escasez, que este último constituye una ***“Señal de eficiencia tecnológica. En la medida que el precio de escasez define el precio máximo de la energía comprometida en OEF, este precio envía señales de selección y mejora tecnológica a los agentes orientados a ser competitivos en el mercado de confiabilidad”***.

Sobre esta afirmación de la CREG son relevantes las siguientes observaciones:

- i) La eficiencia tecnológica es un atributo de las máquinas generadoras que no está asociado con precios. Así como un generador puede ser muy eficiente tecnológicamente y ser relativamente costoso, otro generador puede ser tecnológicamente ineficiente y relativamente económico.
- ii) La nueva postura de la CREG, en relación con preferencias tecnológicas, contrasta con las hipótesis básicas de construcción del CxC y con reiteradas afirmaciones de la CREG sobre la neutralidad tecnológica subyacente al Cargo por Confiabilidad:

“Por su parte, la Creg defiende el modelo. Según la entidad, el esquema busca la entrega de energía en firme, que garantice el proyecto durante un periodo y se pueda entregar con cualquier tipo de recurso. “A cada proyecto –independiente de la tecnología que use– le vamos a medir la energía que es capaz de entregar. Al hacerlo así, se compara con un producto homogéneo y único, nos da lo mismo que esa energía en firme sea hidráulica o térmica”, explica Javier Díaz, director ejecutivo de la Creg.

“Solo hasta finales de año se sabrá qué tecnología jalonará la tendencia y cuáles serán los”

proyectos ganadores que le garantizarán al país mantener el liderazgo en la generación de energía en la región, así como la confiabilidad al sistema”³.

- iii) Al afirmar la CREG que el Precio de Escasez da “[...] señales de selección y mejora tecnológica a los agentes orientados a ser competitivos en el mercado de confiabilidad”, ignora que esta discriminación tecnológica es la que ha distorsionado el Mercado Mayorista de Electricidad. Lo que ahora se presenta como algo favorable, es una de las grandes falencias del Cargo por Confiabilidad.
- iv) No existe ninguna restricción para que, eventualmente, se expidiera una norma superior que definiera como objetivo de política energética, la prohibición de incorporar hacia futuro ciertas tecnologías de generación en el SIN. Lo que no puede la CREG es definir unilateralmente una regla que inviabilice financieramente a las plantas de generación existentes, imponiéndoles un riesgo que no están en capacidad de gestionar.

La única directriz de política en materia de tecnologías de generación de energía eléctrica, contenida en las *“Bases del Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018 – Versión para el Congreso”*, dispone lo siguiente:

Página 117:

“En el caso del servicio público de energía eléctrica, el país cuenta con la energía suficiente para atender la demanda los próximos cinco años con los proyectos existentes y los que van a entrar en operación en ese periodo, aun en periodos de hidrologías críticas. El 40% de la energía firme del sistema se encuentra respaldada por plantas de generación térmica, las cuales se han visto limitadas a utilizar combustibles líquidos,⁴ que tienden a ser más costo (sic) que otras alternativas”.

Página 204:

“Ahora bien, con el propósito de promover una mayor participación en las subastas del cargo por confiabilidad, la UPME hará un inventario de potenciales proyectos de generación de energía eléctrica, el cual será una herramienta indicativa que facilite el aprovechamiento de todas las fuentes de generación, y adelantará los estudios básicos de dichos proyectos como mecanismo para su desarrollo. Como complemento, se darán las señales regulatorias necesarias para la sustitución paulatina de combustibles líquidos por combustibles de menor costo”.

Las propuestas regulatorias publicadas por la CREG, de manera clara y manifiesta, contravienen los lineamientos contenidos en las *“Bases del Plan – Versión Congreso”*. En 

³ Revista Dinero. “Corto circuito” Octubre 28 de 2011.

⁴ “Conforme a la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC), declarada por los agentes para el periodo diciembre de 2014 – noviembre de 2015”.

ningún momento el “Plan” plantea la **SUSTITUCIÓN DE PLANTAS**, lo que plantea es la **SUSTITUCIÓN GRADUAL DE LOS COMBUSTIBLES LÍQUIDOS**.

- v) La CREG manifiesta que las señales, están orientadas a que los agentes “[...] sean más competitivos en el mercado de confiabilidad”, cuando realmente el objetivo de la CREG debería orientarse a que el Mercado Mayorista de Electricidad fuera más competitivo, lo que si llevaría a la reducción de precios para el Usuario Final. Con la propuesta de la CREG aumenta el poder de mercado de los agentes con recursos mayoritariamente hidroeléctricos, en detrimento de los agentes restantes, a través de la sobreremuneración de este tipo de tecnología.

La CREG, con su propuesta, fortalece el oligopolio que controla el Mercado, otorgándole rentas en exceso que podrían configurar un enriquecimiento injustificado y pone al borde de la insolvencia a los pocos agentes independientes que aún subsisten en el SIN.

- vi) La única comparación válida para establecer Costos Variables o Costos de Oportunidad de generación no deseables, son aquellos que superen la disponibilidad a pagar de la demanda, que está definida por los denominados Costos de Racionamiento calculados por la UPME:

Costo Incremental Operativo de Racionamiento de Energía

Pesos de	Aplica para	CR01	CR02	CR03	CR04	CR01 (Estrato 4)
nov-16	dic-16	1.224,85	2.220,39	3.894,03	7.711,37	945,19
dic-16	ene-17	1.227,31	2.224,84	3.901,84	7.726,84	947,08

Se evidencia que el menor Costo de Racionamiento (945,19 \$/kWh) supera en 357,45 \$/kWh la unidad térmica más costosa. También se evidenció en El Niño 2015 – 2016 que las plantas hidroeléctricas fueron las menos competitivas durante la “Condición Crítica”, presentando Precios de Oferta y fijando Precios de Bolsa que superaron ampliamente la disposición a pagar de los usuarios.

Contra toda evidencia, la CREG estaría tratando de excluir del mercado a las plantas de generación más competitivas durante la “Condición Crítica”. Si todo el parque de generación hubiese sido termoeléctrico, los Precios de Bolsa no hubieran alcanzado los niveles que se registraron durante el último Fenómeno de El Niño, ni hubiera sido necesario ponerle un techo a los Precios de Oferta, como se decidió con la expedición de la Resolución CREG-172 de 2015.

- vii) Otro aspecto cuestionable de las afirmaciones de la CREG y asociado con la observación previa, se identifica por reducción al extremo. Si todos los recursos de generación del SIN tuvieran Precios de Oferta inferiores al Precio de Escasez, nunca se activaría la “Condición Crítica”. Es la tecnología hidroeléctrica la que en situación de sequía eleva los Precios del Mercado, aún por encima de eventuales Precios de Escasez que lleguen a cubrir los Costos Variables de todo el parque térmico.

- viii) Adicionalmente, se señala, tanto en el Documento CREG-156 de 2016 como en el Proyecto de Resolución CREG-252 de 2016, que con base en los mandatos constitucionales y legales, especialmente los definidos en las Leyes 142 y 143 de 1994, la CREG, en desarrollo de sus funciones, diseñó el mecanismo de Cargo por Confiabilidad con el fin de dar señales de expansión del parque generador de energía eléctrica y tener plena cobertura de la demanda en épocas de hidrología crítica, mecanismo que adoptó en la Resolución 071 de 2006.

No se encuentran ni en el Documento 156, ni en el Proyecto de Resolución 252, ambos de 2016, normas que se traigan a colación como sustento, de la atribución que tiene la CREG de garantizar la confiabilidad del Sistema. Afirma la CREG que:

“Así las cosas, la sustentación de contar con un precio mínimo, al que debe entregarse la energía en épocas críticas, no es otra que la del mandato legal, al Estado de garantizar a la demanda la prestación de un servicio de energía eléctrica en condiciones de confiabilidad y eficiencia” (Subrayado Fuera de Texto).

De conformidad con lo dispuesto en el Artículo 12 de la Ley 143 de 1994, la mencionada Ley otorga la competencia para determinar los requerimientos de calidad, confiabilidad y seguridad de la expansión así:

“CAPITULO III

De la planeación de la expansión

Artículo 12. *La planeación de la expansión del sistema interconectado nacional se realizará a corto y largo plazo, de tal manera que los planes para atender la demanda sean lo suficientemente flexibles para que se adapten a los cambios que determinen las condiciones técnicas, económicas, financieras y ambientales; que cumplan con los requerimientos de calidad, confiabilidad y seguridad determinados por el Ministerio de Minas y Energía; que los proyectos propuestos sean técnica, ambiental y económicamente viables y que la demanda sea satisfecha atendiendo a criterios de uso eficiente de los recursos energéticos”.* (Subrayado Fuera de Texto).

Así mismo, la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios (Ley 142 de 1994) le impone al Ministerio de Minas y Energía la función de elaborar máximo cada cinco (5) años, un plan de expansión de la cobertura del servicio público que debe tutelar el Ministerio, en el que se determinen las inversiones públicas que deben realizarse y las privadas que deben estimularse (Artículo 67.2.); lo cual claramente señala que es dicho Ministerio quien debe definir cuál es la composición tecnológica que considera adecuada para el cumplimiento de los fines estatales a los que está obligado. Actualmente la CREG, con la propuesta que está sometiendo a consulta, realiza una discriminación tecnológica e incentiva tácitamente otras, sin consultar lineamientos legales superiores que imponen que la expansión de la oferta energética debe adelantarse con el cumplimiento previo de los lineamientos definidos en la planeación y la política pública.

Lo expuesto pone de manifiesto que, tanto la función de determinación de la expansión como la función de definición de los criterios de confiabilidad, que se endilgan en los documentos en comento como atribuciones de la CREG, no le están asignadas a dicha Comisión sino al Ministerio de Minas y Energía. Si bien la regulación es uno de los instrumentos establecidos por el legislador como forma de intervención del Estado en la economía, dicha intervención debe realizarse conforme a las funciones y competencias asignadas a la CREG.

Es por ello que los criterios tácitos de expansión que utiliza la CREG en la norma propuesta, carecen de la motivación legal adecuada y de la competencia necesaria para que la Comisión tome medidas tendientes a privilegiar unas tecnologías de generación y discriminar otras⁵, desconociéndose en forma adicional a las competencias legales, los principios de neutralidad tecnológica que se predicen del Artículo 3 de la Ley 142 de 1994 en el desarrollo de los servicios públicos, predicados por la misma Comisión en la implementación de las condiciones iniciales del Cargo por Confiabilidad. En síntesis, la CREG ésta definiendo subrepticamente la matriz energética sin consultar los lineamientos de la política pública y los criterios de planeación como fundamentos legales previstos para su desarrollo e implementación.

- ix) En los análisis que efectúa la CREG y en el contenido de su propuesta se evidencia la discriminación tecnológica del parque de generación. La propuesta normativa de manera manifiesta promueve el favorecimiento de unas tecnologías frente a otras y, con su implementación, se distorsionan los fines de la intervención estatal a través de la regulación, ya que en lugar de corregir las fallas que pudieran presentarse en el Mercado, adopta medidas orientadas a la marginación y/o eliminación de agentes, **lo cual constituye una clara restricción a la competencia.**

La medida desvirtúa los postulados con los que se concibe el Cargo por Confiabilidad, el cual se fundamenta en los principios de libertad de entrada y salida, según se expone, entre otros, como motivación a su expedición en 2006, tal y como reza el siguiente considerando:

“Que según las leyes 142 y 143 de 1994, el mercado de energía mayorista se rige, entre otros, por el principio de libertad de entrada y de salida, que supone esencialmente autonomía para que cualquier persona decida la oportunidad para ingresar a dicho mercado y su permanencia o retiro, sin más exigencias que las indispensables para asegurar el cumplimiento de fines legales tales como la eficiencia, la seguridad, la libre competencia y el adecuado funcionamiento del mercado”.

Lo anterior permite afirmar que el Proyecto de Resolución soportado en el Documento 156 de 2016 impone requisitos adicionales a las condiciones iniciales de participación en el Cargo por Confiabilidad, contrariando la confianza legítima y la estabilidad jurídica y regulatoria de los agentes térmicos, en abierta oposición a los presupuestos legales establecidos en los Artículos

⁵ A manera de ejemplo, el Congreso de la República con la expedición de la Ley 1715 de 2014, fija como objetivo de política (Artículo 1), “[...] promover el desarrollo y la utilización de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, en el sistema energético nacional”. Una decisión de este tipo no podría ser y no es, competencia de la CREG. De hacerlo, estaría desbordando sus facultades.



24 y 27 de la Ley 143 de 1994:

"CAPITULO V

De la generación de electricidad

Artículo 24. *La construcción de plantas generadoras, con sus respectivas líneas de conexión a las redes de interconexión y transmisión, está permitida a todos los agentes económicos.*

[...]

Artículo 27. *Salvo en situación de emergencia, las empresas de generación térmica que efectúen ventas de energía eléctrica a través del Sistema Interconectado Nacional, deberán realizar contratos para garantizar, a largo plazo, el suministro de combustible en forma oportuna y a precios económicos".*

5. DE LA PROPUESTA DE LA CREG PARA EL PRECIO DE ESCASEZ (PARTE COMBUSTIBLE)

La CREG analiza las cinco (5) alternativas planteadas en el Documento 088 de 2016 y sus impactos:

- Percentil 95 del Histórico de Precios de Bolsa.
- Costo Variable de Generación con GNI en la Planta más Ineficiente.
- Costo Variable de la Planta Térmica más Costosa.
- Menú de Contratos.
- Nivelación de Riesgo.

La evaluación de las alternativas se realizan a la luz de: i) El Indicador de Periodo Crítico; ii) La Cobertura al Usuario; iii) La Afectación del Mercado de Contratos; y, iv) La Eficiencia Tecnológica.

Concluye la CREG que:

- Con respecto al Indicador de Periodo Crítico, *"el costo variable de la térmica más ineficiente que utilice GNI es el indicador adecuado".*
- Con relación al criterio de Cobertura al Usuario, *"los precios de escasez que superen el límite definido por la primera alternativa (i.e. percentil 95% de los precios de bolsa) no cumplirían con este criterio".*
- En lo referente a la Afectación del Mercado de Contratos, *"se identificó como el nivel de precios de escasez que no intervendría en el mercado de contratos fue de 497 COP/kWh".*

- Teniendo en cuenta el criterio de Eficiencia Tecnológica, “hay dos límites dentro de los cuales el precio de escasez cumpliría con dicho criterio. El costo variable de la planta con GNI más ineficiente y el costo variable de la segunda planta más ineficiente que utiliza diesel oil”.

Termina la CREG proponiendo la alternativa denominada “Menú de Contratos”, seleccionando el siguiente precio:

“Teniendo en cuenta estos criterios se encuentra que los precios de escasez que se encuentran dentro del rango de 411 a 509 COP/kWh son aquellos que cumplen con los criterios establecidos [...] La CREG propone que el nuevo precio de escasez sea de 492.2 COP/kWh [...]”.

En su propuesta normativa, la CREG adopta el límite inferior de los precios que identifica, “[...] cumplen con los criterios establecidos [...]”, es decir, ~411 COP/kWh, según la TRM que se utilice.

Se considera que el enfoque del análisis que realiza la CREG de las dos últimas alternativas, es decir: i) “Menú de Contratos”; y, ii) “Nivelación de Riesgos”, no es integral y, por lo tanto, resulta sesgado en la medida en que se centra única y exclusivamente en la situación de las Plantas Termoeléctricas que operan con Combustibles Líquidos.

6. DE LA PROPUESTA NORMATIVA DE LA CREG EN LA RESOLUCIÓN 252 de 2016

En la norma resolutoria propone la CREG:

- El Nuevo Precio de Escasez (Parte Combustible) para Obligaciones de Energía Firme que se hagan posteriormente a la expedición de la resolución, será de 135,00 USD/MWh.

Este Nuevo Precio de Escasez será actualizado mensualmente con la siguiente relación:

[Promedio Aritmético del Precio Promedio Diario PLATTS HENRY HUB de los últimos 30 días con datos a la fecha de cálculo] / [Promedio Aritmético del Precio Promedio diario PLATTS HENRY HUB del mes anterior al mes inicial]

- A las Plantas que operen con Combustibles Líquidos se les da la siguiente opción:

Acogerse al Nuevo Precio de Escasez (Parte Combustible) = 135,00 USD/MWh.

Este Nuevo Precio de Escasez será actualizado mensualmente con la siguiente relación:

[Promedio Aritmético del Precio Promedio Diario PLATTS GULF COAST ULTRA-LOW SULFUR NO. 2 DIESEL de los últimos 30 días con datos a la fecha de cálculo] / [Promedio Aritmético del Precio Promedio Diario PLATTS GULF COAST ULTRA-LOW SULFUR NO. 2 DIESEL del mes anterior al mes inicial]

Las Plantas que se acojan a esta última opción deberán aceptar una remuneración de CxC de 13,61 USD/MWh.

La opción aplicaría de manera retroactiva para las Obligaciones de Energía Firme de estas Plantas que les fueron asignadas con anterioridad a la expedición de la resolución y que finalizan el 30 de noviembre de 2019.

- Finalmente se proponen ajustes al Anexo 7 de la Resolución CREG 071 de 2006 "LIQUIDACIÓN".

No explica la CREG en el texto resolutivo los siguientes aspectos puntuales:

- i) Cuando se habla de HENRY HUB se debe especificar de qué precio se trata. Se trata del Precio Natural Gas Futures Contracts transado en el New York Mercantile Exchange (NYMEX), o del Precio de los OTC Swaps transados en el Intercontinental Exchange (ICE).
- ii) El Precio de Escasez vigente tiene los siguientes componentes:

$$PE = PE^c + OCV + COM$$

Dónde:

- PE : Precio de Escasez Total
- PE^c : Precio de Escasez Parte Combustible
- OCV : Suma de los siguientes Costos Variables asociados al SIN: i) CEE o CERE, según el caso, ii) FAZNI, iii) Aportes Ley 99 de 1993 y iv) el Valor del Servicio de AGC
- COM : Parte Variable del Costo de Operación y Mantenimiento

El Precio de Escasez propuesto se calcula con la siguiente fórmula:

$$PE = NPE + OCV$$

- NPE : Nivel de Precio de Escasez igual a 135,00 USD/MWh
- OCV : Suma de los siguientes Costos Variables asociados al SIN: i) CEE o CERE, según el caso, ii) FAZNI, iii) Aportes Ley 99 de 1993 y iv) el Valor del Servicio de AGC

Teniendo en cuenta que en el Documento CREG-156 de 2016 todo el análisis se centra en el Precio de Escasez Parte Combustible y en dicho Documento se propone fijarlo en 411 COP/kWh, equivalentes a ~135 USD/MWh (según la TRM que se utilice), desaparece del Precio de Escasez el componente COM sin que medie aclaración al respecto.

- iii) También de manera inconsistente, el Precio de Escasez para la Opción prevista se fija vigente en 135,00 USD/MWh. Es decir, en el caso de la Opción desaparecen los componentes COM y OCV .

Se supone, en lo referente a los literales ii) y iii) previos, que se trata de un error tipográfico, o un mero olvido.

Así mismo, son relevantes los siguientes aspectos generales:

- La propuesta de la CREG mantiene y profundiza los desequilibrios y distorsiones que actualmente tiene el CxC y que están afectando el Mercado Mayorista de Electricidad.
- No resuelve las falencias de diseño de este instrumento que, como se demostró en apartes anteriores en lo referente a las Plantas Existentes, están asociadas con el hecho de que se ignoran las correlaciones que deben existir entre CxC y Precio de Escasez y entre Precio de Escasez y Riesgo.
- Así mismo, aumenta las asimetrías en la remuneración de la ENFICC (OEF) para las distintas tecnologías de generación, lo que viola el principio sobre el cual se estructuró el Cargo y que se basa en la homogeneidad de la ENFICC (OEF) como producto energético.
- Las asimetrías en la remuneración de las distintas tecnologías se acentuaría en el caso de las Plantas Termoeléctricas que operan con Combustibles Líquidos que eventualmente se acojan a la Opción propuesta.
- Altera artificialmente las ventajas competitivas de las diferentes tecnologías que operan en el SIN, incrementando por encima de límites razonables la remuneración por concepto de CxC para algunas de ellas. Lo anterior llevaría a un incremento del poder de mercado de algunos agentes y a la distorsión de los Precios en el Mercado Spot y en el Mercado de Contratos Bilaterales.
- Es obvio el favorecimiento injustificado, en términos de las rentas que se le asignan a la Plantas Hidroeléctricas y a las Plantas Térmicas que operan con Carbón, así como es obvio el tratamiento inequitativo que se aplica al portafolio de los restantes recursos. La CREG no sustenta de manera convincente por qué sus análisis se centran en el parque de generación con mayores costos variables y no realiza ninguna evaluación.

7. DE LA RIGUROSIDAD DE LOS ANÁLISIS Y CÁLCULOS DE LA CREG

- Menciona la CREG en los "Considerandos" de la norma propuesta (Resolución CREG-252 de 2016) lo siguiente:

"La Comisión de Regulación de Energía y Gas contrató el análisis de las propuesta de la CREG sobre el precio de escasez con los expertos en mercados energéticos Nils-Henrik M. von der Fehr, David Harbord y Luciano de Castro, y el experto de mercado financieros Diego Jara.

El Departamento Nacional de Planeación adelantó estudios con la unión temporal Ernst & Young Enersinc, Shmuel Oren & Alfredo García y Frank Wolak sobre el mercado eléctrico, en donde se hacen recomendaciones sobre el precio de escasez”.

A pesar de la mención de los estudios que se subrayan, la CREG no les dedica a éstos línea alguna en el Documento CREG-156 de 2016. En particular, los estudios de Shmuel Oren & Alfredo García y Frank Wolak son bastante críticos con el esquema de CxC y la forma como este instrumento ha distorsionado el Mercado. Se hace caso omiso de las críticas constructivas de ambos estudios. La referencia que consigna la CREG en los “Considerandos” es meramente un formalismo.

- Como en el caso anterior, en el Numeral 7 del Documento 156 de 2016 (“Consulta Pública”), la CREG no le dedica mayor análisis ni a las “Recomendaciones del Panel de Expertos”, ni a los “Comentarios de los Agentes”.

Las consultas públicas de la CREG, con esta conducta, dejan la amarga sensación de tener la mera finalidad del llenado de requisitos. La norma que están proponiendo, como ya ha sucedido antes, no acoge ni recoge las recomendaciones y/o las inquietudes que se le plantean.

- De las disposiciones contenidas en la Resolución propuesta se infiere, como se mencionó, que la CREG acoge la Alternativa denominada “Menú de Contratos”. Esta última plantea, en teoría, que las Plantas podrían acogerse a opciones de parejas CxC y Precio de Escasez diferentes a la vigente. No obstante, el análisis de esta Alternativa es sesgado, toda vez que la CREG, sin que medie explicación, limita el análisis a las Plantas Térmicas cuyos Costos Variables de generación resultan superiores al Precio de Escasez vigente.

El ejercicio que se plantea, si bien resulta similar al desarrollado en este documento aunque con resultados muy diferentes, se centra en la subremuneración de algunas tecnologías, en tanto que omite la sobreremuneración de otras.

Finalmente, la CREG no sustenta en el Documento el por qué:

- Le asigna el “Nuevo Precio de Escasez” a Plantas diferentes a aquellas en las que focaliza el análisis (Plantas con Costos Variables superiores al Precio de Escasez vigente), dejándoles inalterable la prima de CxC. Por consistencia conceptual, fijarles a las Plantas restantes el mismo Precio de Escasez, que es mayor que el vigente, debería traducirse de manera automática en una disminución del CxC.
- Utiliza dos (2) indexadores diferentes para el “Nuevo Precio de Escasez”. Si lo que se pretende es que el primero refleje la evolución de los Precios de Gas y el segundo refleje la evolución de los Precios del Diesel Oil, por coherencia, debería fijar indexadores por tipo de tecnología, incluyendo el Agua y el Carbón.

- La opción para las Plantas que se acojan a la misma es retroactiva, en tanto que no lo es para quienes no se acojan.

En los siguientes numerales de este documento se desarrollan dos (2) alternativas posibles, que subsanarían los defectos del Cargo por Confiabilidad, en la medida en que eliminan las distorsiones y logran consistencia y coherencia, respetando las premisas teóricas del mismo:

- **Alternativa 1:** Mantener el CxC según la normatividad vigente y fijar Precios de Escasez por tipo de tecnología, de tal manera que la remuneración de la ENFICC (OEF) sea uniforme, como se predica para un producto homogéneo.
- **Alternativa 2:** Mantener o prefijar un Precio de Escasez único y establecer CxC por tipo de tecnología, de tal manera que la remuneración de la ENFICC (OEF) sea uniforme, como se predica para un producto homogéneo.

8. ALTERNATIVA 1 – CXC UNIFORME Y PRECIOS DE ESCASEZ POR TIPO DE TECNOLOGÍA

Partiendo del ejercicio previamente expuesto, se iguala durante un quinquenio el ingreso neto que perciben las Plantas Hidráulicas por concepto de CxC, asumiendo un periodo crítico de 6 meses en los cuales el Precio de Bolsa > Precio de Escasez.

Se calcula el Precio de Escasez de Equilibrio. Los resultados son los siguientes⁶:

	CxC		Precio de Escasez de Equilibrio		Precio de Escasez de Equilibrio	
	\$/kWh	USD/MWh	Máx HR	Min HR	Máx HR	Min HR
			\$/kWh		USD/MWh	
Hidráulica	50,59	17,23	277,93	277,93	94,64	94,64
Térmica Carbón	50,59	17,23	386,44	340,72	131,59	116,02
Térmica Gas Nacional	50,59	17,23	773,51	546,70	263,40	186,16
Térmica Gas Importado	50,59	17,23	651,06	480,29	221,70	163,55
Térmica Fuel Oil No. 6	50,59	17,23	704,32	665,23	239,84	226,53
Térmica Fuel Oil No. 1	50,59	17,23	806,59	672,34	274,66	228,95
Térmica Fuel Oil No. 2	50,59	17,23	865,67	646,58	294,78	220,17

Los resultados de este ejercicio podrían modificarse si se asume el verdadero Costo de Oportunidad de la ENFICC (OEF) de las Plantas Hidroeléctricas, que como se indicó es cero (0). Este ajuste haría que se modifique la base de equilibrio al reducir el ingreso neto que perciben quinquenalmente las Plantas Hidráulicas por concepto de CxC, lo que haría que la referencia base disminuyera:

⁶ Se advierten que los Precios de Combustibles utilizados, provenientes de la información pública de XM S.A. ESP, son Precios Ponderados. La forma correcta de efectuar el ejercicio debe considerar el Precio Real de Combustible de la Planta más costosa, por tipo de tecnología.



	CxC		Precio de Escasez de Equilibrio		Precio de Escasez de Equilibrio	
	\$ /kWh	USD/MWh	Máx HR	Mín HR	Máx HR	Mín HR
			\$ /kWh		USD/MWh	
Hidráulica	50,59	17,23				
Térmica Carbón	50,59	17,23	108,51	62,79	36,95	21,38
Térmica Gas Nacional	50,59	17,23	495,58	268,77	168,76	91,52
Térmica Gas Importado	50,59	17,23	373,13	202,36	127,06	68,91
Térmica Fuel Oil No. 6	50,59	17,23	426,39	387,30	145,20	131,89
Térmica Fuel Oil No. 1	50,59	17,23	528,66	394,41	180,02	134,31
Térmica Fuel Oil No. 2	50,59	17,23	587,74	368,65	200,14	125,53

En la Tabla anterior se simulan las variaciones que se obtendrían si el Precio de Escasez (Parte Combustible) para el parque hidráulico, se hiciera igual a cero (0). Una decisión en el sentido descrito tendría un gran impacto en los precios de suministro que asume la demanda, con el consecuente resultado positivo en términos de la competitividad del país.

De adoptarse esta Alternativa, deberá definirse cuál es el umbral de Precios que activaría el ejercicio de las OEF. Una vez activado, el Precio de Oferta de las OEF de las Plantas de los agentes durante la "Condición Crítica" debe reemplazarse por el Precio de Escasez correspondiente. Lo anterior requeriría introducir modificaciones al Despacho Económico cuando el Precio de Bolsa supere el Precio Umbral que se defina.

9. ALTERNATIVA 2 – PRECIO DE ESCASEZ UNIFORME Y CxC POR TIPO DE TECNOLOGÍA

Nuevamente, partiendo del ejercicio previamente expuesto, se iguala durante un quinquenio el ingreso neto que perciben las Plantas Hidráulicas por concepto de CxC, asumiendo un período crítico de 6 meses en los cuales el Precio de Bolsa > Precio de Escasez.

Se calcula el CxC de Equilibrio, asumiendo que el Precio de Escasez (Parte Combustible) se fija en el valor propuesto por la CREG. Es decir, 135 USD/MWh. Los resultados son los siguientes⁷:

	Precio de Escasez		CxC de Equilibrio		CxC de Equilibrio	
	\$ /kWh	USD/MWh	Máx HR	Mín HR	Máx HR	Mín HR
			\$ /kWh		USD/MWh	
Hidráulica	396,45	135,00	38,74	38,74	13,19	13,19
Térmica Carbón	396,45	135,00	49,59	45,02	16,89	15,33
Térmica Gas Nacional	396,45	135,00	88,30	65,61	30,07	22,34
Térmica Gas Importado	396,45	135,00	76,05	58,97	25,90	20,08
Térmica Fuel Oil No. 6	396,45	135,00	81,38	77,47	27,71	26,38
Térmica Fuel Oil No. 1	396,45	135,00	91,60	78,18	31,19	26,62
Térmica Fuel Oil No. 2	396,45	135,00	97,51	75,60	33,21	25,74

Como en el caso de la Alternativa 1, los resultados de este ejercicio podrían modificarse si se asume el verdadero Costo de Oportunidad de la ENFICC (OEF) de las Plantas Hidroeléctricas, que como se indicó es cero (0). Este ajuste haría que se modifique la base de equilibrio al reducir el ingreso neto

⁷ Ibídem.

que perciben quinquenalmente las Plantas Hidráulicas por concepto de CxC, lo que haría que la referencia base disminuyera:

	Precio de Escasez		CxC de Equilibrio		CxC de Equilibrio	
	\$/kWh	USD/MWh	Máx HR	Mín HR	Máx HR	Mín HR
			\$/kWh		USD/MWh	
Hidráulica	396,45	135,00	10,95	10,95	3,73	3,73
Térmica Carbón	396,45	135,00	21,80	17,22	7,42	5,87
Térmica Gas Nacional	396,45	135,00	60,50	37,82	20,60	12,88
Térmica Gas Importado	396,45	135,00	48,26	31,18	16,43	10,62
Térmica Fuel Oil No. 6	396,45	135,00	53,58	49,68	18,25	16,92
Térmica Fuel Oil No. 1	396,45	135,00	63,81	50,39	21,73	17,16
Térmica Fuel Oil No. 2	396,45	135,00	69,72	47,81	23,74	16,28

En esta Alternativa, una vez activado el ejercicio de las OEF (Precio de Bolsa > Precio de Escasez), el Precio de Oferta de las OEF de las Plantas de los agentes durante la "Condición Crítica" debe reemplazarse por el Precio de Escasez correspondiente. Lo anterior requeriría introducir modificaciones al Despacho Económico cuando el Precio de Bolsa supere el Precio de Escasez.

Tanto los resultados que se presentan en el ejercicio del Numeral previo, como los resultados que aquí se consignan, ponen de manifiesto las distorsiones que el mecanismo de Cargo por Confiabilidad, tal y como está estructurado en la actualidad (y aún más con las modificaciones que se proponen), han desequilibrado la competencia en el Mercado Mayorista. La CREG de manera injustificada sobreremunera y subremunera a los agentes generadores, dependiendo de su portafolio de recursos. No será posible restaurar los básicos del Mercado sin que la CREG corrija las causas que han originado tal nivel de distorsión en la competencia. Así mismo, no será posible asumir hacia futuro el próximo Fenómeno de El Niño sin sobresaltos y sin que se acuse a algunos generadores de acciones indebidas en el Mercado, frente a las cuales nuevamente se deberá intervenir el mismo.

Han transcurrido diez (10) años de la puesta en marcha del Cargo por Confiabilidad sin que haya sido posible, hasta hoy, que la CREG realice los ajustes necesarios. Mientras en el primer Fenómeno de El Niño post expedición de la Resolución CREG-071 de 2006 (2009–2010) el CxC resultó inoperante, en el segundo (2015–2016) el instrumento mostró las falencias de su diseño, llevando a unos agentes a la obtención de rentas exorbitantes y a otros casi al borde de su liquidación.

10. DE LA PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DEL ANEXO 7

Tanto el Anexo 7 vigente, como el Nuevo Anexo 7 con los ajustes propuestos, tienen errores conceptuales que se evidenciaron durante su primera aplicación (El Niño 2015 – 2016) y que deberían corregirse.

10.1 DEL DESPACHO IDEAL

Durante la “Condición Crítica”, el Despacho Ideal debería corresponder al Despacho de las OEF. Es decir, las OEF se deberían Despachar en la base, restringiéndose el Mercado de Desviaciones a cubrir los eventuales incumplimientos.

Con relación a la propuesta que se está efectuando, son relevantes las siguientes definiciones y disposiciones contenidas en la Resolución CREG-071 de 2006:

“Obligación de Energía Firme: Vínculo resultante de la Subasta o del mecanismo que haga sus veces, que impone a un generador el deber de generar, de acuerdo con el Despacho Ideal, una cantidad diaria de energía durante el Periodo de Vigencia de la Obligación, cuando el Precio de Bolsa supere el Precio de Escasez. Esta cantidad de energía corresponde a la programación de generación horaria resultante del Despacho Ideal hasta una cantidad igual a la asignación hecha en la Subasta, considerando solamente la Demanda Doméstica, calculada de acuerdo con lo definido en esta resolución”.

“Artículo 53. Verificación del cumplimiento de la entrega de energía firme y Liquidación. Para cada una de las horas en las cuales el Precio de Bolsa supere el Precio de Escasez, el ASIC determinará el valor de las desviaciones de las Obligaciones de Energía Firme para cada uno de los generadores de acuerdo con lo establecido en el Anexo 7 de esta resolución”.

“Artículo 55. (Modificado por el Artículo 5 de la Resolución CREG-079 de 2006). Precio de las Transacciones en Bolsa cuando el Precio de Bolsa es mayor al Precio de Escasez. Todas las transacciones de compra y venta de energía en la Bolsa que se realicen durante las horas en las cuales el Precio de Bolsa supera el Precio de Escasez serán liquidadas a Precio de Escasez, sin perjuicio de las disposiciones contenidas en la regulación vigente en materia de precios de reconciliación y de liquidación de las Transacciones Internacionales de Energía”.

Se entiende de lo transcrito que:

- Cuando el Precio de Bolsa supera el Precio de Escasez, los generadores con OEF deben generar energía “[...] de acuerdo con el Despacho Ideal”.
- Las desviaciones de las OEF se originan: a) cuando una planta que resulta en mérito dentro del Despacho Ideal, no cumple en el Despacho Real con una generación mínima igual a las OEF que le fueron asignadas; o, b) cuando una planta con OEF no sale en el Despacho Ideal.
- Cuando una planta con OEF se desvía, debe comprarle el déficit de Obligaciones a la planta o plantas que suplan su faltante con los excedentes con que cuenten por encima de sus propias OEF.
- Todas las transacciones de compra venta que se realizan en el Mercado Spot, cuando el Precio de Bolsa supera el Precio de Escasez, deben ser liquidadas a este último Precio.

Al aplicar las fórmulas contenidas en el Anexo 7 (Modificado por el Artículo 18 de la Resolución CREG-079 de 2006) de la norma citada, se encuentran los siguientes problemas conceptuales y legales:

- Cuando el Precio de Bolsa supera el Precio de Escasez, las fórmulas implican que todas las plantas con OEF deben ser despachadas en el Despacho Ideal, de lo contrario, a las mismas se les aplican desviaciones negativas.
- A los agentes se les obliga a lo imposible, toda vez que la sumatoria de OEF, aun afectadas por el denominado Factor de Ajuste (FA), resultan superiores a la energía involucrada en el Despacho Ideal, que corresponde a la Demanda del Sistema.

Lo anterior tiene las siguientes implicaciones para los generadores térmicos:

- i) Cuando el nivel de Precios de Bolsa es mayor que el Precio de Escasez pero resulta inferior a los Costos Variables de una Térmica, el agente tiene 2 opciones: 1) poner Precios de Oferta por debajo de su Costo Variable para salir en el Despacho Ideal y cumplir con sus OEF; o, 2) poner Precios de Oferta Iguales a su Costo Variable, lo que implica que no sale en el Despacho Ideal y, por lo tanto, incumple sus OEF y le cobran la correspondiente desviación.
 - Si este agente, opta por la Primera Opción: a) Incumple con las normas que rigen la formación del Precio de Oferta de los Térmicos; y, b) Viola las normas de competencia al ofrecer su energía por debajo de sus costos.

Este agente obtiene la siguiente pérdida neta:

$$(OEF \times PE) + PB \times (GI - OEF) - (Costo Variable \times GI)$$

$$GI = Capacidad Efectiva$$

- Si este agente opta por la Segunda Opción: Incumple su OEF, tiene la siguiente pérdida neta:

$$OEF \times (PB - PE)$$

Evidentemente, lo más recomendable para el agente es optar por la Segunda Opción, es decir, lo que más le conviene es incumplir con su OEF y no tratar de incorporarse en el Despacho Ideal.

Lo anterior implica que, para cualquier Precio de Bolsa que se ubique en la banda entre el Costo Variable de la Planta y el Precio de Escasez, el agente no tiene incentivos para cumplir con sus OEF.

El ancho de la banda de Precios de Bolsa a que se refiere lo descrito es directamente proporcional al Costo Variable del agente en cuestión.



- ii) Cuando el nivel de Precios de Bolsa es mayor que el Precio de Escasez y mayor que los Costos Variables de una Térmica, las pérdidas operativas del agente son inversamente proporcionales al Precio de Bolsa. Es decir, entre mayor sea el Precio de Bolsa, menores serán sus pérdidas.

En estas circunstancias, cometió la CREG otro error conceptual al fijarle un Precio Techo artificial a la Bolsa (Ver Resolución CREG-172 de 2015) durante el último Fenómeno de El Niño.

Lo anterior tiene las siguientes implicaciones para los generadores hidráulicos:

Obviando el efecto del Nivel de ENFICC Probabilística que se le exige a estos agentes, existen incentivos a que los mismos no reflejen en sus ofertas el verdadero costo de oportunidad del recurso y traten de salir en el Despacho Ideal.

La fórmula general de liquidación de las ganancias de estos agentes muestra que en las siguientes situaciones y por las siguientes razones, las mismas se exacerban:

$$(OEF \times PE) + PB \times (GI - OEF)$$

$$GI = \text{Capacidad Efectiva}$$

- i) Entre mayor sea el diferencial entre la Capacidad Efectiva y las OEF de estos agentes, que es mucho mayor que el diferencial que se registra entre estas variables en el caso de los generadores térmicos, mayores serán sus ingresos.
- ii) Entre mayor sea el Precio de Bolsa, aunado a lo anterior, mayores serán sus ganancias.
- iii) Entre mayor sea el Precio de Bolsa, mayores serán sus ingresos por el Servicio de AGC.

Toda vez que por lo general, los agentes que cuentan con generación hidráulica poseen más de una planta de generación y, dada la situación del parque térmico, se les facilita influenciar el Despacho Ideal y los Precios de Bolsa a través de los distintos recursos.

Aunque la CREG quiso limitar el exceso de ganancias del parque hidráulico al fijarle un Precio Techo artificial a la Bolsa (Resolución CREG-172 de 2015), como se indicó, este Techo limita las posibilidades de que el parque térmico con Costos Variables por encima del Precio de Escasez minimice sus pérdidas.

En adición a lo hasta aquí expuesto, la deficiente formulación de las ecuaciones del Anexo en comentario tienen otro efecto contraevidente, en términos del funcionamiento del Mercado Spot:

- Cuando un agente sale despachado en el Despacho Ideal, pone una cantidad de energía igual a su Capacidad Efectiva, que en todos los casos es mayor que su ENFICC, que a su vez es mayor o igual a sus OEF. Mientras las OEF de este agente se liquida a Precio de Escasez, el delta entre su Capacidad Disponible y su OEF (desviación positiva) se liquida a Precio de Bolsa – Precio de Escasez.

- El delta de energía que pone el agente referenciado desplaza la generación de otros agentes y les impide poner sus OEF en el Despacho Ideal.
- A los agentes desplazados por los deltas de quienes salen en el Despacho Ideal se les declara incumplimiento de sus OEF y se les cobra la desviación negativa a Precio de Bolsa - Precio de Escasez. Mientras tanto, como se mencionó, a los generadores que originaron tales deltas se les pagan los mismos a Precio de Bolsa - Precio de Escasez.
- Si se trata de un generador marginal en el Despacho Ideal que resulta despachado por debajo de su OEF, a este agente también se le cobra la desviación negativa por el monto de energía faltante que no logró poner.
- Por definición, las desviaciones positivas son el resultado del Despacho de Energía No Firme en el Despacho Ideal y/o de Energía Firme no comprometida en OEF.

La CREG debe considerar corregir los errores conceptuales y los incentivos perversos que surgen de hacer extensivas las reglas del Despacho Ideal vigente a periodos con "*Condición Crítica*", en los cuales se deberían ejercer las OEF de manera prioritaria.

Si la CREG no considera efectuar cambios de fondo en el Despacho Ideal durante la "*Condición Crítica*", debería al menos tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- i) Las OEF son exigibles sujetas a dos condiciones: 1) que el Precio de Bolsa supere el Precio de Escasez; y, 2) que la planta con OEF salga en el Despacho Ideal.
- ii) Si una planta con OEF no resulta despachada en el Ideal es debido a que esta planta no es requerida por el Sistema. Mal podría en estas circunstancias ser penalizada.
- iii) Lo anterior se reafirma al tener en cuenta que los incumplimientos de OEF que se están considerando cuando una Planta no sale en el Despacho Ideal, más allá del error conceptual que esto supone, se están originando en la mayoría de las ocasiones porque los generadores despachados en el Ideal ponen más energía que la asociada con sus OEF y son ellos quienes desplazan la generación de agentes que están listos para cumplir con sus OEF.
- iv) La corrección de los errores señalados es imperativa. Son estos errores los causantes de la burbuja de rentas exorbitantes y pérdidas en exceso que se registraron en el Mercado Mayorista de Electricidad durante El Niño pasado.

10.2 DE LA LIQUIDACIÓN DE LAS DESVIACIONES DE LAS OEF

En el Anexo 7 que, como se indicó, se activó por primera vez durante el periodo de El Niño 2015 – 2016, se establece que las desviaciones de las OEF se liquidan por "*Agente*" y no por "*Planta*", lo



que le otorga ventajas comparativas y competitivas a los Agentes con amplios portafolios de generación y, por ende, implica desventajas para aquellos que no los tienen.

Además de una ventaja indebida, nunca ha sido clara la posición de la CREG en favor de los grandes generadores del Mercado.

Si las OEF se asignan por Planta y el CxC se liquida por Planta, ¿por qué el cálculo de desviaciones se realiza por Agente?

A cada una de las Plantas con OEF se las debe valorar en términos de cumplimiento o incumplimiento en iguales condiciones.

La liquidación de las desviaciones por Agente reduce los costos de transacción para aquellos con un número plural de Plantas, en detrimento de quienes no cuentan con multiplicidad de recursos.

De no realizar el ajuste pertinente, es decir, liquidar las desviaciones por Planta y no por Agente, es difícil que la CREG pueda sostener su imparcialidad frente a los actores del Mercado.

Los Contratos de Respaldo y/o, en su defecto, la aplicación de desviaciones negativas, deberían ser imperativas para todas aquellas Plantas que no estén en capacidad de generar sus OEF cuando el Precio de Bolsa supere el Precio de Escasez.

Un Mercado Secundario de Contratos de Respaldo se ha venido transformando en un Mercado plagado de Declaraciones de “auto-respaldo” sin costos de transacción.

11. DE OTRAS CONSIDERACIONES LEGALES Y COMPLEMENTOS LEGALES

11.1 DE LOS DERECHOS ADQUIRIDOS

Afirma el Documento soporte de la Propuesta que la regulación proferida por la CREG respeta los derechos adquiridos, tanto de los agentes del mercado como de la demanda, y que, en todo caso, permite acogerse al mecanismo diseñado previa manifestación de voluntad por parte del interesado, y que el ajuste del Precio de Escasez tiene sustento en una de las principales funciones de la CREG, como es abastecer a la demanda del suministro permanente y continuo del servicio de energía eléctrica.

Lo expuesto carece de asidero jurídico y fáctico, ya que lo propuesto en la medida regulatoria contraría las bases fundamentales y elementos esenciales del Cargo por Confiabilidad, entre otras, la igualdad de participación de los agentes en la Subasta (en este caso los agentes pasivos o plantas existentes), su libre entrada y salida, etc., acción con la que, adicionalmente, se plantean incentivos económicos para orientar la conformación de la matriz energética.

No obstante los argumentos que se plantean aduciendo apartes de la Sentencia C-263 de 2013 para fundamentar la competencia de la Comisión para realizar los cambios definidos en la propuesta

(Resolución CREG-252 de 2016), ésta debe interpretarse integralmente y en su conjunto, considerando todas las prescripciones que contiene respecto a la organización sectorial a la que pertenecen el Ministerio de Minas y Energía y la CREG y la precisión de sus competencias, reiterando lo establecido anteriormente por la misma corporación en las Sentencias C - 1162 de 2000 y C - 389 de 2002. Para dichos efectos la Corte manifiesta:

"Las Comisiones de Regulación se encuentran adscritas a un Ministerio y por tanto están subordinadas a las orientaciones y políticas del correspondiente Ministro, quien funge como jefe de la administración de sus respectivas dependencias. Ello sin olvidar que es el Presidente de la República la suprema autoridad administrativa.

[...]

6.3.- *La jurisprudencia ha precisado que las Comisiones de Regulación deben ejercer sus funciones dentro del marco fijado en la Constitución, la Ley y el reglamento, lo cual no excluye la posibilidad de dictar actos administrativos para asegurar una prestación eficiente de los servicios".*

Adicionalmente, debe tenerse en cuenta por parte de la Comisión lo dispuesto en la Sentencia C-389 de 2002, que determina:

"Para garantizar la libre competencia, el Estado es entonces responsable de eliminar las barreras de acceso al mercado y censurar las prácticas restrictivas de la competencia, como el abuso de la posición dominante o la creación de monopolios".

Con la expedición de la medida regulatoria propuesta por la Resolución 252 de 2016 se evidencia la intención de producir cambios en las reglas iniciales de participación y los elementos esenciales y básicos del Cargo por Confiabilidad y, adicionalmente, de definir criterios de expansión favoreciendo tecnologías, lo cual, no sólo constituye una distribución asimétrica de rentas entre los agentes participantes en el Cargo por Confiabilidad, sino que, además, es una acción que desborda las atribuciones legales de la CREG, dado que, como se expresó anteriormente, la fijación de los criterios de expansión con relación a variables tecnológicas, generación estándar, incentivos directos o cambios tecnológicos corresponden al formulador de la política pública, el Congreso, o en su defecto el MME, soportado con los insumos que le proporciona el planeador (UPME).

En éste caso, la CREG se basa en una situación de hecho cierta y adopta medidas regulatorias que no son las adecuadas para solucionarlas; si bien ofrece opciones de remuneración de los Costos Variables para Plantas que opten por el respaldo con Diésel Oil y GNI, no es simétrica en el tratamiento de otras tecnologías.

La sólo afirmación de que, por el conocimiento de los Agentes de las condiciones iniciales de asignación del Cargo, no se están vulnerando derechos adquiridos, no constituye un fundamento legal suficiente; en tanto en la práctica, la medida regulatoria profundiza las asimetrías y discriminaciones en la selección tecnológica para la asignación injustificada de rentas.

En consecuencia, tanto en la Resolución 252 de 2016 como en su Documento soporte 156 de 2016, se evidencian falencias jurídicas y normativas, tales como que:

- En los fundamentos invocados por la CREG para la expedirla, se abroga la competencia para determinar las señales de expansión del SIN, la cual se encuentra asignada específicamente al Ministerio de Minas y Energía.
- Se funda en normas y jurisprudencia para soportar medidas orientadas a garantizar la confiabilidad y el aseguramiento en la prestación del servicio de energía eléctrica, lo que tampoco se encuentra dentro de sus competencias.
- Basa la medida regulatoria en una norma anterior (Resolución CREG-071 de 2006), la cual ha surtido efectos jurídicos frente a los agentes generadores. La medida afecta los principios fundamentales del Cargo por Confiabilidad, tales como el libre acceso y la neutralidad tecnológica, con lo cual se altera la expectativa económica generada por la norma principal, dada la confianza legítima en la estabilidad normativa y coherencia regulatoria, desconociendo los derechos otorgados inicialmente a los agentes participantes.
- Se distorsiona la realidad fáctica para justificar la expedición de la medida, sacando de contexto señalamientos del PND 2014 – 2018, ajustándolos a su propósito para justificar la medida.
- Se dan incentivos económicos para unos agentes, dando señales de expansión y arbitraje sobre tecnologías en la conformación del parque de generación, definiendo en forma vedada la matriz energética, lo cual claramente desborda sus funciones y competencias.
- Se presentan situaciones fácticas distorsionadas para otorgarle poder de mercado y ventajas competitivas a unos tipos de agentes, esgrimiendo un comportamiento pasivo de los mismos frente a las señales de precio y su participación en el MEM.

En conclusión, se observa una contradicción existente entre las normas jurídicas que los sustentan y los presupuestos fácticos. Por tanto, las consecuencias jurídicas que persiguen no son consecuentes con las propuestas que pretenden adoptar.

11.2 DE LA GARANTÍA DE CONFIABILIDAD Y CONTINUIDAD EN LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO

Establece entre sus “considerandos” la propuesta contenida en la Resolución CREG-252 de 2016 que “Es un fin de la regulación, garantizar la debida prestación de los servicios públicos, en el caso en concreto del servicio de energía eléctrica de manera confiable y continua”. (Subrayado y Resaltado Fuera de Texto).

Reiterando lo ya expresado, la confiabilidad y continuidad en la prestación del servicio público de energía no radica en la esfera de competencias de la CREG. A la Comisión se le han asignado facultades definidas en los Artículos 68 a 74 de la Ley 142 de 1994 y en los Artículos 20 a 23 de la

Ley 143 de 1994, diferentes a las que ella se abroga en el Proyecto de Resolución en comento, de la siguiente forma:

- La mencionada Ley de Servicios Públicos le encarga a la CREG la función de regular el ejercicio de las actividades de los sectores de energía y gas combustible ***"[...] para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, propiciar la competencia en el sector de minas y energía y proponer la adopción de las medidas necesarias para impedir abusos de posición dominante y buscar la liberación gradual de los mercados hacia la libre competencia"***. (Subrayado y Resaltado Fuera de Texto).
- La Ley Eléctrica, por su parte, establece para la CREG el objetivo básico de asegurar una adecuada prestación del servicio mediante el aprovechamiento eficiente de los diferentes recursos energéticos en beneficio del usuario, en términos de calidad, oportunidad y costo del servicio.
- Tal Ley le asigna a la CREG la responsabilidad de crear las condiciones para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, capaz de abastecer la demanda bajo criterios sociales, económicos, ambientales y de viabilidad financiera, y promover y preservar la competencia, imponiéndole que la ***"[...] oferta eficiente tendrá en cuenta la capacidad de generación de respaldo, la cual será valorada por la Comisión de Regulación de Energía y Gas, según los criterios que establezca la Unidad de Planeación Minero-Energética en el plan de expansión"***. (Subrayado y Resaltado Fuera de Texto).
- Las competencias que la CREG señala en la Propuesta 252 de 2016 citan al legislador que establece, como uno de los objetivos del Estado, asegurar una ***"[...] operación eficiente, segura y confiable en las actividades del sector y abastecer la demanda de electricidad de la comunidad bajo criterios económicos y de viabilidad financiera, asegurando su cubrimiento en el marco de uso racional y eficiente de los recursos energéticos del país"***.

De todo lo aquí señalado se concluye que, en ningún caso, las leyes que rigen el sector eléctrico le asignan a la CREG las competencias o funciones para asegurar la confiabilidad y continuidad en la prestación del servicio público de energía eléctrica. No puede hacerse una interpretación extensiva de las disposiciones legales para atribuirse facultades y competencias que la misma ley le asigna a terceras instancias institucionales.

Por lo expuesto, se considera que la propuesta regulatoria se adecua a la descripción normativa definida para la *"falsa motivación"* y la *"desviación de poder"*, definidas legal y jurisprudencialmente como elementos para predicar la nulidad de los actos administrativos.

Por otra parte, con relación a la oportunidad de la expedición de la medida, se ha entendido como la adecuación de los medios necesarios para el logro de los fines públicos que se pretenden lograr y la adecuada valoración de las consecuencias que se producirán con su expedición. Sobre éste punto, de llegar a expedirse la propuesta como está planteada, la CREG vuelve a generar efectos inconvenientes con los mismos resultados producidos con la expedición de la Resolución CREG-109

de 2015, que causó desconfianza del sector financiero frente a los agentes generadores, produciendo graves perjuicios en la financiación de sus operaciones. De la misma forma que en 2015, la CREG en ésta propuesta excluye el análisis sobre la oportunidad y conveniencia, exponiendo a los agentes a las prevenciones que se suscitan con la expedición de éste tipo de normas.

Finalmente, y como en otras ocasiones, la CREG omite la solicitud de concepto a la Superintendencia de Industria y Comercio (SIC) sobre la norma propuesta, en contravención con lo establecido en el Decreto 2897 de 2010 (Por el cual se reglamenta el Artículo 7 de la Ley 1340 de 2009) y que dispone, entre otras medidas, lo siguiente:

“Artículo 1. Objeto. El presente decreto establece las autoridades que deberán informar a la Superintendencia de Industria y Comercio sobre los proyectos de acto administrativo que se propongan expedir con fines de regulación, así como las reglas aplicables para que esta entidad pueda rendir concepto previo acerca de la potencial incidencia de la regulación sobre la libre competencia económica en los mercados, de acuerdo con el Artículo 7 de la Ley 1340 de 2009”.

Artículo 2. Autoridades que deben informar sobre proyectos de regulación. Para los fines a que se refiere el Artículo 7 de la Ley 1340 de 2009 deberán informar a la Superintendencia de Industria y Comercio sobre los proyectos de acto administrativo con fines regulatorios que se propongan expedir los Ministerios, Departamentos Administrativos, Superintendencias con o sin personería jurídica, Unidades Administrativas Especiales con o sin personería jurídica y los establecimientos públicos del orden nacional.

[...]

Artículo 3. Proyectos de regulación que deben informarse a la Superintendencia de Industria y Comercio. Las autoridades indicadas en el Artículo 2 del presente decreto deberán informar a la Superintendencia de Industria y Comercio sobre los proyectos de acto administrativo con fines de regulación que puedan tener incidencia sobre la libre competencia en los mercados. Se entenderá que un acto tiene esa incidencia cuando independientemente del objetivo constitucional o legal que persiga:

1. Tenga por objeto o pueda tener como efecto limitar el número o variedad de competidores en uno o varios mercados relevantes; y/o
2. Imponga conductas a empresas o consumidores o modifique las condiciones en las cuales serán exigibles obligaciones previamente impuestas por la ley o un acto administrativo, cuando el acto tenga por objeto o pueda tener como efecto limitar la capacidad de las empresas para competir, reducir sus incentivos para competir, o limitar la libre elección o información disponible para los consumidores, en uno o varios mercados relevantes relacionados.



[...]

Artículo 5. Evaluación que debe realizar la autoridad que proyecta expedir un acto. *La autoridad que se proponga expedir un acto administrativo con fines regulatorios deberá evaluar su posible incidencia sobre la libre competencia con base en el cuestionario que adoptará la Superintendencia de Industria y Comercio mediante una resolución de carácter general. Esa evaluación deberá realizarla antes de someter a consideración de la Superintendencia de Industria y Comercio el proyecto de acto regulatorio.*

La resolución que expida la Superintendencia de Industria y Comercio establecerá las preguntas centrales que deberá formularse la autoridad que proyecta expedir un acto administrativo. Con el fin de facilitar la evaluación, las preguntas podrán complementarse con ejemplos o situaciones que sirvan para ilustrar el tipo de efectos de una regulación, perseguidos o no, que puedan restringir indebidamente la libre competencia.

[...]”. (Subrayado y Resaltado Fuera de Texto).

En conclusión, habiéndose señalado los efectos perversos que sobre el marco de la competencia en el mercado eléctrico colombiano causaría la propuesta planteada por la CREG en la Resolución 252 de 2016, ampliamente explicados a lo largo del presente análisis y cuyos efectos trascenderían el referido sector energético para impactar el contexto general de la economía nacional, resulta inculcable la anotada omisión de solicitud de concepto a la SIC de parte de la CREG, pudiéndose constituir ésta en una evidencia adicional de la deficiente sustentación que estaría haciendo el Regulador de la comentada norma, que de tan desacertada manera pretende establecer.

