Documento Técnico ANDEG – 001 de 2017

Un Segundo Análisis del Precio de Escasez





Documento ANDEG-001-2017

Un Segundo Análisis del Precio de Escasez

Índice del Documento

- 1. Introducción
- 2. Antecedentes
 - 2.1. Línea de Argumentación de la CREG sobre Precio de Escasez 2006 2016
 - 2.2. Análisis de la Línea de Argumentación de la CREG
 - 2.3. Conclusiones Consultores de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)
 - 2.3.1. David Harbord
 - 2.3.2. Nils-Henrik von der Fehr
 - 2.3.3. Luciano de Castro
 - 2.3.4. Diego Jara
 - 2.4. Documento CREG 088 de 2016
 - 2.5. Resolución CREG 252 de 2016
 - 2.5.1. Sobre las motivaciones y argumentos
 - 2.5.2. Sobre el análisis de las propuestas realizado por la CREG en el documento CREG 088 de 2016
 - 2.5.3. Sobre el análisis de impacto de la propuesta
 - 2.5.4. Sobre la evaluación de alternativas y la definición del precio de escasez
- 3. Marco teórico y análisis
 - 3.1. ¿En qué medida el precio del cargo por confiabilidad y el precio de escasez están relacionados?: Conceptos y análisis
 - 3.2. Valoración del Costo del Nuevo Entrante
 - 3.3. Análisis de bienestar de la directiva regulatoria de precio de escasez
 - 3.4. Análisis de la función de utilidad: Constant Relative Risk Aversion
 - 3.5. Efecto del precio de escasez y los contratos bilaterales
 - 3.6. Experiencia internacional sobre metodologías de valoración de precio de escasez



4. Conclusiones y Recomendaciones

Abstract: En este documento se presenta un análisis sobre tres elementos fundamentales que caracterizan la regulación del precio de escasez y el cargo por confiabilidad, durante el período comprendido entre el año 2006 a la fecha: i) la transmutación de la doctrina de la Comisión de Regulación de Energía y GAS (CREG) sobre el alcance del esquema del cargo por confiabilidad y el precio de escasez; ii) la ambigüedad de la CREG para probar una relación funcional objetiva, es decir, una relación matemática que permita valorar, la relación inversa, alegada por esta entidad, entre el cargo por confiabilidad y el precio de escasez, hasta ahora no presentada y finalmente; iii) la falsa motivación, en la sustentación de una modificación del cargo por confiabilidad y el precio de escasez, de las plantas que denominan de costos variables altos, basado en una función no utilizada en la estructuración del esquema en los años 2005 a 2006, y cuyo comportamiento matemático dista del argumento de la CREG sobre la relación inversa entre el precio de escasez y el cargo por confiabilidad.

Finalmente, se presentan los argumentos técnicos, basados en las mejores prácticas regulatorias de los países de la OECD, sobre la metodología de valoración del precio de escasez. La teoría económica y la práctica internacional atribuye un sólo objeto al precio de escasez, sin perjuicio que el esquema se complemente con mercados de capacidad: incentivar que todos los recursos del sistema estén disponibles ante la presencia de eventos críticos e inducir la respuesta de la demanda, mediante la reducción del consumo. Por lo anterior, y como fue la base conceptual claramente presentada en el Documento CREG 085 de 2006, el precio de escasez debe estar basado en un valor al cual es preferible utilizar el recurso más costoso del sistema, que racionar. La propuesta presentada por el gremio en el capítulo final está sustentada en este concepto.

1. Introducción

En el año 2015, la Asociación Nacional de Empresas Generadoras (ANDEG), remitió a cada uno de los miembros de la CREG¹ el Documento ANDEG-001-2015². El documento citado, contenía un análisis sobre la línea de argumentación de la CREG y la metodología de valoración del precio de escasez, así como los análisis teóricos y analíticos que sustentaban las razones para cambiar la metodología del precio de escasez. Con respecto a la línea de argumentación de la CREG sobre este tema, vale la pena resaltar los cambios argumentativos por parte de esta agencia del gobierno, lo cual genera serios cuestionamientos sobre la defensa del Estado a la propiedad privada regulada y en esa misma línea sobre la seguridad jurídica que enfrentan los inversionistas en Colombia.

En el documento ANDEG-2015-001 titulado "Un Análisis del Precio de Escasez" se presentaron las siguientes conclusiones:

¹ Ministerio de Minas y Energía, Ministerio de Hacienda y Crédito Público, Departamento Nacional de Planeación, Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, Superintendencia de Industria y Comercio y Expertos Comisionados de la CREG.

² Comunicación ANDEG-2015-055



"Del análisis presentado a lo largo del presente documento resaltamos las siguientes conclusiones:

- a. Tanto en el documento CREG 043 de 2006 como en el documento CREG 085 de 2006 la Comisión ha manifestado que el precio de escasez debe asegurar que en condiciones críticas todos los recursos de generación, tanto térmicos como hidráulicos, tengan el incentivo de abastecer la demanda, y la valoración debe corresponder al valor de la planta térmica más costosa que se pudiera utilizar en el sistema, frente a la cual se considera más económico generar con esa planta que racionar.
- b. De la línea de argumentación presentada por la Comisión a lo largo de los documentos presentados, es evidente una contradicción entre la idea que el precio de escasez debe revelar la planta térmica más costosa y que la viabilidad económica de las plantas frente al precio de escasez depende de la eficiencia técnica, cuando parte de la metodología de la Comisión para determinar la metodología de valoración depende de la selección de la planta técnicamente más ineficiente.
- c. Adicionalmente, no es clara la razón de selección del combustible Fuel Oil No. 6 para la valoración del precio de escasez parte combustible con el concepto inicial que la valoración debe corresponder al valor de la planta térmica más costosa que se pudiera utilizar en el sistema.
- d. Finalmente, al replicar el ejercicio realizado por la Comisión en el documento CREG 043 de 2006 para elegir el Fuel Oil como indexador del Precio de Escasez, en el que se afirmaba que se podía ver claramente que existe una relación directa entre estos dos precios, es decir que la correlación entre las dos series es 1, se encuentra que entre los precios del combustible y el precio de bolsa existe un grado de variación conjunta positivo pero inferior al 50 % (0.49191641).
- e. En la medida que el precio de ejercicio o precio de escasez P_s no es equivalente al costo variable de la planta que atiende la demanda en períodos pico o de escasez, es decir a la planta con el costo variable más alto del sistema, la política regulatoria no está resolviendo de fondo el problema de missing money, y en términos generales, se sustituye la incertidumbre de recuperar el costo fijo de la planta pico por la incertidumbre de recuperar el costo variable.
- f. El argumento según el cual, si se modifica el Precio de Escasez se debe disminuir la prima o el valor del Cargo por Confiabilidad evidencia un error conceptual fundamental, en la medida que la definición de los parámetros de valoración de la prima (Cargo por Confiabilidad) y del precio de ejercicio (Precio de Escasez) tiene por objeto mantener en equilibrio del ingreso anual requerido por capacidad de generación (ARR), de tal manera que tanto los costos fijos como los costos variables de la planta pico sean remunerados. Ni Cramton, ni Joskow ni la Comisión en el proceso de construcción de la metodología de



- Cargo por Confiabilidad plantearon un modelo de valoración de opciones del cual se pueda inferir o concluir una función inversa entre los dos parámetros.
- g. Tanto en 2013 como en 2014, se evidencia que existen al menos 3 plantas para las cuales generar energía en una situación crítica no es viable económicamente debido a que sus precios de oferta estimados son mayores al precio de escasez, situación que genera la pérdida promedio de 359.2 MW de capacidad de energía en firme mensual.
- h. Desglosando los componentes del precio de oferta se analizaron los precios de los combustibles Fuel oil No.6, 1% y Fuel Oil No.2, encontrando una diferencia promedio de 5.04 USD/MBTU. Esta diferencia es fundamental al momento de seleccionar el combustible referente en la valoración del precio de escasez ya que no se está considerando la planta más costosa del sistema ocasionando pérdidas considerables de energía en firme y eliminando los incentivos de generación para algunas tecnologías.
- i. Respecto al 2015 analizando la curva de oferta de energía estimada del mes de febrero se evidencia que el precio de escasez revela rezagos en las señales de precio a causa de la metodología de cálculo vigente, generando mayores pérdidas económicas en aquellos meses en los cuales los precios de los combustibles presentan cambios significativos. Este riesgo de precio se podría gestionar mediante derivados financieros, sin embargo, es importante tener en cuenta que la venta de combustible a grandes consumidores en Colombia se realiza a precios regulados y no a costo de oportunidad, situación que dificulta la realización del cubrimiento financiero necesario para mitigar estos riesgos de precio.
- j. Dado que el IVA del Fuel Oil 6 es del 16%, el impuesto nacional corresponde al 18.8% y la sobretasa al ACPM al 6% tenemos que, en términos tributarios, existe una mayor carga del 8.8% en el ACPM comparado con el Fuel Oil No. 6: (18.8%+6%)-16%=8.8%.

De acuerdo con las conclusiones presentadas, es evidente la necesidad y oportunidad de revisar la valoración del Precio de Escasez para que esta efectivamente represente la planta más costosa del sistema. La propuesta por lo anterior es utilizar el heat rate de la planta Termocandelaria 2 y valorar el combustible al precio de diesel incluyendo los costos asociados que están regulados por la regulación del Ministerio de Minas y Energía.

En la medida que el incremento del precio de escasez tiene un efecto sobre el mercado de contratos porque incrementa el valor en riesgo de las compañías que ofrecen contratos de cubrimiento financiero del precio de energía se recomienda la profundización y estandarización del mercado a plazo. Mientras en el mercado solo exista la formación de expectativas condicionales que revelen esta única forma de valor en riesgo, la oferta de contratos de cubrimiento financiero no se puede ampliar.

Por lo anterior, es necesario la vinculación de nuevos jugadores con una gestión de portafolio distinta. Los generadores tiene una limitada gestión de portafolio para minimizar la



exposición de riesgo de sus contratos de cubrimiento financiero que es básicamente la generación de la planta y en el cual la escasez de gas pesa significativamente. Los intermediarios financieros diseñan sus portafolios con otros instrumentos financieros para mitigar el riesgo del portafolio bajo su administración. Es básicamente lo que indica la teoría de portafolio. Si un banco tiene una exposición larga en el mercado de contratos de cubrimiento de precio de bolsa en el mercado eléctrico puedo reducir la exposición con una posición de TES o Bonos Corporativos que minimicen esa exposición del portafolio. Lo anterior permite aumentar el Q de cubrimiento del precio de bolsa con jugadores que minimizan su valor en riesgo con un portafolio distinto."

Posterior a la publicación del documento ANDEG-2015-001, el sistema eléctrico colombiano enfrentó uno de los episodios más fuertes del fenómeno de El Niño en los últimos 50 años de acuerdo con la National Oceanic and Athospheric Administration (NOAA). Varias agencias meteorológicas internacionales, venían realizando seguimiento a la aparición del fenómeno. De acuerdo con el Financial Times:³

Leading meteorologists are on the verge of declaring the emergence of the El Niño weather phenomenon after chances of its occurrence were downgraded earlier this year.

...

In its closely watched latest bulletin, the Australian Bureu of Meteorology said climate indicators were "currently close to, or exceed, El Niño thresholds", with "climate model outlooks suggesting further intensification of conditions likely".

Meteorologists at Columbia University's International Research Institute for Climate and Society have also said that, during late October through early November, the sea surface temperatures exceeded thresholds for weak El Niño conditions.

Durante el fenómeno de El Niño la CREG expidió un poco más de treinta (30) resoluciones⁴ para mitigar la crisis en el mercado mayorista de energía, incentivada por metodologías que generaron valoraciones regulatorias asimétricas de los productos transados en el mercado de energía, reservas operativas y energía firme, como se presenta en el gráfico siguiente:

³ Terazono, Emiko. *El Niño set to cause commodities worries*. December 2, 2014.

⁴ Resoluciones CREG durante el período del fenómeno de El Niño 2015 – 2016: Resolución 170/15, Resolución 171/15, Resolución 172/15, Resolución 173/15, Resolución 176/15, Resolución 178/15, Resolución 179/15, Resolución 184/15, Resolución 195/15, Resolución 196/15, Resolución 197/15, Resolución 207/15, Resolución 209/15, Resolución 210/15, Resolución 226/15, Resolución 237/15, Resolución 239/15, Resolución 001/16, Resolución 009/16, Resolución 026/16, Resolución 043/16, Resolución 043/16, Resolución 044/16, Resolución 052/16, Resolución 053/16, Resolución 060/16, Resolución 081/16, Resolución 082/16.



Desarrollo Regulatorio Fenómeno El Niño 2015-2016





OCT-NOV-DIC







- 171-2015: Aumentar la participación de plantas menores
- 172-2015: Define precio máximo a las ofertas de precio
- 173-2015: Modifica el despacho para administrar el desembalsamiento
- 174-2015: Amplía el periodo de negociación de excedentes de gas
- 176-2015: Modifica la definición del precio de reconciliaciones negativas
- 178-2015: Opción para plantas térmicas operen con combustibles líquidos
- 179-2015: Flexibilizar conexión de PNDC, cogeneradores y autogeneradores
- 184-2015: Permite garantías puedan cubrir valores a un mes o a una semana
- . 195-2015: Limita y difiere el costo unitario de las restricciones
- 196-2015: Modifica la definición de "Umbral" para iniciar operación de TIE
- 197-2015: Permite participación cogeneradores con y sin garantía de potencia
- 207-2015: Modifica la descripción del componente de AGC en la variable OCV
- 209-2015: Ajusta la remuneración del servicio de AGC.
- 210-2015: Garantías de los generadores que cuentan con OEF

- 226-2015: Modifica las reglas del desempate de la Resolución 172 de 2015
- 239-2015: Reglas para participación de PNDC en el Cargo por confiabilidad
- 001-2016: Modifica el Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento
- 009-2016: Limita las exportaciones de energía eléctrica
- 026-2016: Flexibilizar la entrada de plantas de generación
- 028-2016: Modifica las reglas del desempate de la Resolución 172 de 2015
- 029-2015: Define un esquema de tarifas diferenciales para usuarios regulados
- 043-2016: Aclara que la resolución 176 de 2015, rige a partir del 20/09/2015 044-2016: Modifica transitoriamente la declaración de la disponibilidad
- 052-2016: No prórroga la Resolución 178 de 2015
- 053-2016: Establece la finalización de la Resolución 044 de 2015
- 060-2016: Establece la finalización de la Resolución 026 de 2016
- 081-2016: Adoptan reglas de participación PNDC en el Cargo
- 082-2016: Deroga las Resoluciones 171 y 172 de 2015

En el gráfico siguiente, se resumen los seis (6) problemas principales que la CREG buscó resolver con las resoluciones expedidas: i) flexibilización de la comercialización de los excedentes de gas natural; ii) flexibilización conexión proyectos y participación de plantas menores; iii) modificación del despacho económico y de la declaración de disponibilidad para administrar el desembalsamiento; iv) cambio en el precio de escasez mediante una opción que remunera, parcialmente los costos de las plantas térmicas a líquidos; v) flexibilización de las importaciones y vi) limitación de las exportaciones de energía eléctrica desde/hacia Ecuador y modificación del estatuto de riesgo de desabastecimiento.



Establece los criterios de confiabilidad de la operación para contingencias y modifica el estatuto de riesgo de des-

abastecimiento.

Crea opción para remunerar los costos de las plantas térmicas a líquidos

Flexibiliza las importaciones y limita las exportaciones.

Modifica y flexibiliza la comercialización de los excedentes de gas

Desarrollo regulatorio fenómeno El Niño 2015-2016

Modifica el despacho económico y la declaración de disponibilidad para administrar el desAumenta la participación de plantas menores, y flexibiliza la conexión de provectos

Limita el precio de oferta de las plantas y el costo de restricciones, modifica el precio de reconciliaciones negativas y de AGC

El gráfico anterior evidencia, que la CREG debió intervenir las reglas de mercado para corregir asimetrías en la remuneración de las plantas de generación, que se hicieron evidentes durante este evento extremo y para proveer elementos que otorgaran flexibilidad al operador del mercado, haciendo posible la gestión de riesgos. ANDEG en el documento 002 de 2013 concluía lo siguiente, referente a la arquitectura del mercado eléctrico colombiano,

Del análisis conceptual presentado se pueden identificar varios elementos que permiten inferir que el esquema implementado por parte de la Comisión requiere ser revisado, sino complementado con una visión integral de arquitectura de mercado, que en realidad corresponde al ejercicio de la FERC conocido como Standard Market Design, y dista de únicamente incorporar un modelo de optimización para resolver los problemas que surgen como consecuencia de la presencia de costos no convexos y donde en realidad, el modelo de despacho tipo pool es un detalle dentro de un contexto mayor.



Lo anterior, como es evidente a lo largo de documento, pasa por la necesaria implementación de un esquema de múltiple liquidación, es decir de funcionamiento de los mercados day — ahead y de tiempo real, así como por la revisión de las ventajas de los tipos de mercado pool y exchange.

El diseño de un mercado eficiente se revela cuando las instituciones alrededor de este, incentivan el ajuste de los planes de producción y consumo de los agentes frente a los precios de equilibrio y, provee los instrumentos de gestión de riesgo que suavizan el proceso de ajuste. Para el análisis de los resultados de un mercado, resulta fundamental la comparación institucional como lo manifiesta Jeff Makholm en el libro *The Political Economy of Pipelines: A Century of Comparative Institutional Development*. Las mejores prácticas regulatorias juegan un papel preponderante en el análisis de proyectos de regulación, en la medida que revela con más certeza las sendas posibles para mejorar la eficiencia de los resultados de un mercado. En el análisis de gestión de eventos extremos que han tenido impacto en mercados eléctricos, es relevante la experiencia de los mercados de PJM Interconnection, L.L.C. (PJM); Midcontinent Independent System Operator, Inc (MISO) y New York Independent System Operator, Inc (NYISO) y la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) durante el evento de Polar Vortex ocurrido en 2014.

Por ejemplo, en 2014, la FERC, como única intervención regulatoria durante el evento, expidió waivers a los precios techo de oferta (offer caps), vigentes en los mercados de PJM⁵, MISO⁶ y NYISO⁷, a solicitud de estos. Los operadores de mercado mencionados solicitaron a la FERC, que durante la duración del *Polar Vortex* los precios de oferta no tuvieran un techo, en la medida que en los mercados de gas natural, los precios estaban alcanzando valores record (USD 120/MBTU), lo que resultaba en precios de oferta muy superiores (1,700 USD/MWh) al precio techo establecido previamente (1,000 USD/MWh). Lo anterior, tenía dos efectos: de un lado, afectaba la confiabilidad del sistema, en la medida que las plantas que enfrentaban costos superiores al precio techo de oferta se declaraban indisponibles, reduciendo el margen de reserva operativa necesaria para enfrentar el evento climático y, de otro lado, violaba el principio tarifario de justo y razonable definido por la Corte Suprema de Justicia de Estados Unidos, que guía el alcance de la intervención regulatoria en la propiedad privada.

⁵ PJM Interconnection, L.L.C., 146 FERC ¶61,041, 2014 y PJM Interconnection, L.L.C., 146 FERC ¶61,078, 2014.

⁶ Midcontinent Independent System Operator, Inc., 150 FERC ¶61,083, 2014.

⁷ New York Independent System Operator, Inc., 146 FERC ¶ 61,061, 2014.



En general, la justificación de la FERC⁸ para otorgar los permisos para no aplicar el precio techo de oferta durante el Polar Vortex, está sustentado en los siguientes argumentos: i. Hay una supresión artificial de los precios del mercado y una selección ineficiente de los recursos; ii. Independiente de la posiciones contractuales de los generadores en términos de suministro de combustible, el costo marginal no esta siendo reflejado en los precios del mercado; iii. Aunque el *waiver* resulta en incremento temporal de costos para la demanda, la FERC encuentra apropiado que se reflejen los costos de producción de energía, es decir del valor incremental de prestación del servicio.

Posterior al evento de Polar Vortex, la FERC inició procedimientos regulatorios con el fin de mejorar la eficiencia de los resultados del mercado, modificando en el año 2016 la regulación del precio techo de oferta (offer caps) que aplica a todos los mercados organizados (ISOs/RTOs) de Estados Unidos y que se presentará en la sección 3.5 de este documento.

Es documento tiene la siguiente estructura: en las sección 2. se presentará (i) los cambios de interpretación conceptual de la CREG, sobre el alcance del cargo por confiabilidad y el precio de escasez, en particular a partir del espíritu original del esquema plasmado en el Documento CREG 085 de 2006; (ii) los conceptos de los consultores contratados por esta entidad; y (iii) las conclusiones a las que llegaron.

En la sección 3. se presentará un análisis de los conceptos y conclusiones de la CREG y los consultores a la luz de la teoría económica y la comparación internacional, así como de lo definido en el Documento CREG 085 de 2006 y la consultoría de Peter Cramton que acompañó el proceso

^{8 &}quot;40. PJM's request addresses a concrete problem by allowing Generation Capacity Resources to submit cost-based offers that fully reflect the marginal costs of those sellers PJM explains that, during the recent period of winter weather, natural gar prices averaged over \$120/MMbtu, causing a large amount of generation being offered into, and clearing, PJM's energy market at prices likely below the generators' costs of producing energy. While the January 24, 2014 Order, by allowing marginal costs to be recovered as uplift, provided an immediate solution to the problem of Generation Capacity Resources not recovering their marginal costs due to recent spikes in fuel costs, that waiver request left open the issue that recovering such costs as uplift fails to reflect such costs (and risks) in transparent market prices. By limiting legitimate, cost-based bids to no more than \$1,000/MWh, the market produces artificially suppressed market prices and inefficient resource selection. By paying an uplift, PJM is in effect paying one price for energy dispatched through the market (e.g. \$1,000), and a second higher price (e.g. \$1,200) for the resource dispatched out-of-merit (while treating the latter in the dispatch stack as if it had a bid of \$1,000). This would not be consistent with long standing Commission precedent. The Commission has previously found that "[payments made only to individual resources and recovered in uplift fail to send clear market signals" and that those resource costs "should be reflected in transparent market prices whenever posible." Accordingly, we find that the request for waiver addresses a concrete problem. Whether the generators have entered into full delivery contracts or made other arrangements to hedge against the possibility of spikes in fuel prices does not change the fact that the generators' marginal costs are not being reflected in transparent market prices.

^{41.} Finally, although granting waiver may result in temporary increases of costs to load, we find that it is appropriate to allow generators to reflect their actual energy production costs, even if above \$1,000/MWh, in market prices. While protestors argue that third parties will be harmed because some have undertaken commitments to hedge against price exposure, we do not find that this renders it unreasonable for the marginal costs incurred by the generators to be reflected in prices. PJM's proposed waiver will ensure that marginal prices paid by consumers appropriately equal the incremental cost of servicing them, and efficient market signals—not constrained by a cap-should provide market participants with the information necessary to make informed business decisions, including hedging fuel risk. Lastly,..., retail suppliers are better able to hedge costs included in the energy market than those limited to uplift."
PJM Interconnection, L.L.C., 146 FERC ¶61,078, 2014.



de estructuración del esquema de cargo por confiabilidad. Se presentará un análisis sobre los principales debates planteados por la CREG y los consultores en el siguiente orden: (i) existe una relación inversa entre el precio de escasez y el cargo por confiabilidad; (ii) la modificación del precio de escasez resulta en un traslado de excedente del consumidor al excedente del productor; (iii) la función CRAA resulta en un instrumento que prueba la relación inversa entre las dos variables.

Finalmente, en la sección 4. se presentarán las conclusiones evidenciadas en las secciones 2. y 3. del documento, sobre la regulación de precio de escasez, y los vacíos conceptuales sobre los que se sostiene la Resolución CREG 252 de 2016 y el Documento CREG 156 de 2016.

2. Antecedentes

El propósito de esta sección es resaltar la transmutación doctrinaria de la CREG sobre el esquema de cargo por confiabilidad y el precio de escasez, a partir de los documentos que sustentaron la definición del esquema contenido en la resolución CREG 071 de 2006 y en particular lo contenido en el documento CREG 085 de 2006⁹ y presentar un análisis de las conclusiones de los consultores contratados por esta entidad, que se basan en gran medida, en los cambios conceptuales que la CREG ha dado sobre el alcance del esquema de cargo por confiabilidad y el precio de escasez.

2.1. Línea de Argumentación de la CREG sobre Precio de Escasez 2006 – 2016

El mecanismo de cargo por confiabilidad se introdujo al sistema de energía eléctrica del país en el año 2006. Desde el momento de su diseño la CREG manifestó la naturaleza del mecanismo en términos que distan mucho de los utilizados en la actualidad por la entidad. Este documento recopila los principales argumentos y conceptualizaciones sobre el cargo por confiabilidad y el precio de escasez a lo largo de los años en los siguientes términos:

- 1. Tanto en el documento CREG 043 de 2006 como en el documento CREG 085 de 2006 la Comisión ha manifestado que el precio de escasez debe asegurar que en condiciones críticas todos los recursos de generación, tanto térmicos como hidráulicos, tengan el incentivo de abastecer la demanda, y la valoración debe corresponder al valor de la planta térmica más costosa que se pudiera utilizar en el sistema, frente a la cual se considera más económico generar con esa planta que racionar.
- 2. De otro lado, la Comisión ha insistido que la planta térmica más costosa corresponde *a* aquella de menor eficiencia que puede utilizar Fuel Oil No. 6 como combustible alterno. La explicación de lo anterior se basa en dos argumentos. El primero indica que visualmente

⁹ También se sustenta en la Resolución CREG 031 de 2007 y el documento CREG 026 de 2007 que la soporta.



parece evidente que existe una relación directa entre el precio de bolsa de la energía eléctrica y el precio del Fuel Oil No. 6. El segundo argumento, resulta de realizar un ordenamiento de la eficiencia técnica de las plantas, en el que resulta que la planta Barranca 3, que utiliza Fuel Oil No. 6 tiene el *heat rate* más alto y por lo tanto la menor eficiencia.

- 3. Posteriormente, la Comisión con el análisis presentado en el documento CREG 047 de 2007, concluye que no es necesario realizar un ajuste a la valoración del precio de escasez, con un argumento central que consiste en indicar que la viabilidad económica de las plantas frente al precio de escasez depende de la eficiencia técnica.
- 4. En el concepto CREG S-2015-003197¹⁰ la CREG afirma que el diseño del Cargo por Confiabilidad "se consideró los aspectos básicos de las opciones financieras para definirlo, en donde se paga una prima por el derecho a contar con la energía firme y el vendedor adquiere la obligación a entregarla cuando el precio de bolsa supera el precio de escasez. En una opción financiera "call" en donde se paga una prima por el derecho de compra y el vendedor adquiera la obligación de venta a un determinado valor (precio de ejercicio), el valor de la prima y el precio de ejercicio se acuerdan antes de comprometerse en dicha opción. El valor de la opción depende entre otros factores de la diferencia entre el precio del subyacente y el precio de ejercicio. Para la "opciones" call, cuanto mayor es el precio de ejercicio menor será la prima, ya que las posibilidades de obtener beneficios son también más bajos."

Adicionalmente infiere, sin elementos objetivos de valoración, como se verá en la sección 3.2, que los efectos del precio de escasez "..., se ven reflejados en el que ofertan quienes participan en la subasta, es decir en el valor que pagará la demanda."

Con respecto al precio de escasez la CREG manifestó: "El Precio de Escasez está definido por la Comisión, como un valor inicial con una metodología para su actualización mensual. Sólo existe un Precio de Escasez y para su determinación la Comisión tuvo en cuenta que el nivel fijado permita generar con la última planta que podría utilizar el sistema en una condición crítica de escasez frente a la cual se considera más económico generar con esa planta que racionar; y que corresponde a aquella de menor eficiencia que puede utilizar Fuel Oil No. 6 como combustible alterno." (Subrayado fuera del texto).

En este documento la CREG le atribuye una nueva función al precio de escasez, en términos de cubrimiento financiero cuando afirma que "Con el nivel de precio de escasez del año 2014 la opción del Cargo por Confiabilidad daría un beneficio a la demanda durante período entre 1% y 2% del tiempo." y en ese sentido para la CREG, "... con el nivel de precio de escasez propuesto en su carta, precio de Termocandelaria 2, el cargo por confiabilidad no tendría

¹⁰ Julio 17 de 2015



ningún beneficio para la demanda durante el período, en consecuencia el pago que hacen los usuarios por la cobertura que les brinda el cargo por confiabilidad no estaría justificado."

La CREG sostiene, a manera de conclusión del documento que "Por otra parte, incluso en la teoría de opciones financieras, el valor de la prima sí está ligado con el nivel del precio de ejercicio. Es decir, no son variables independientes y son inversamente proporcionales".

- 5. Posteriormente, con la Resolución CREG 178 de 2015, que fue necesaria para contener la crisis financiera que enfrentaban las plantas de generación térmica que utilizaban gas o combustibles líquidos, la CREG, tomó la oportunidad para crear un nuevo entendimiento sobre la función del cargo por confiabilidad y el precio de escasez. El nuevo concepto del cargo por confiabilidad que aplica a los generadores ya no está valorado con base en el Costo del Entrante que aplicó en la primera subasta de cargo por confiabilidad, y que refería al costo de inversión de una planta térmica a gas de ciclo abierto, con un factor de carga de 0.65, cuyo valor resultante era 13.045 US/MWh¹¹, sino que bajo la nueva interpretación de la CREG, corresponde al riesgo asumido por el generador en términos de la diferencia entre el costo de generación y el precio de escasez.
- 6. Para complementar los múltiples propósitos implícitos asociados al esquema de Cargo por Confiabilidad, en el documento CREG 120 de 2015 que acompañó la resolución 178 de 2015, se presentaron los siguientes argumentos sobre las motivaciones que incentivan la modificación del precio de escasez:

"En términos generales, éste esquema consiste en un cubrimiento de precio que tiene la demanda a cargo de los generadores, mediante el pago de una prima (Cargo por Confiabilidad CxC); para que entreguen energía en una condición extrema como puede ser la presencia del fenómeno de El Niño. Por su parte, los generadores contraen con la demanda obligaciones de energía firme (OEF), que deberán cumplir cuando el precio de bolsa supere el precio de escasez, a cambio de recibir el CxC.

Para los generadores participantes en el CxC, la probabilidad de ocurrencia del Fenómeno de El Niño, así como su duración esperada, es información fundamental para la toma de decisiones de inversión, en la medida que junto con el nivel del precio de escasez definen el riesgo que están asumiendo. Lo anterior significa que las variables que definen el riesgo asumido por un generador son: qué tan probable es que ocurra una situación de hidrología crítica, cuál es la duración previsible del período crítico –variables que determinan cuando

¹¹ Documento CREG 026 de 2007. Pag. 13.



tiene que honrar su obligación-, y finalmente cuál es la diferencia entre su costo de generación y el precio de escasez –que determinan su costo de honrar el seguro.

... Teniendo en cuenta que bajo el esquema del CxC, los generadores que cumplen con sus OEF, sólo reciben el precio de escasez por cada kilovatio, entonces los generadores con costos variables superiores al precio de escasez, deben asumir el diferencial entre esos dos valores. Por lo anterior, la disminución del precio de escasez se traduce en un incremento en el costo que el generador debe asumir para poder seguir honrando sus OEF, sin poner en riesgo la empresa más allá de los compromisos adquiridos.

... Este mecanismo fue diseñado para restablecer el nivel de riesgo que asumieron los generadores térmicos que operan con combustible líquidos cuando se asignaron sus OEF. El criterio de análisis no parte de las eventuales pérdidas patrimoniales que estos puedan tener.

...Siguiendo la concepción del CxC como un seguro para la demanda, el precio de escasez se calculó originalmente como el precio de bolsa que representa el 95% de los casos observados en el tiempo hasta ese momento.

...Teniendo en cuenta lo anterior, el precio de escasez define implícitamente un incentivo para que los generadores mantengan costos variables de operación eficientes, es decir, cercanos a este precio, puesto que en el momento que se active el CxC, aquellos que tengan costos variables superiores, deberán asumir la diferencia entre éstos y el precio de escasez. En consecuencia, desde la perspectiva del generador, la diferencia entre su costo variable y el precio de escasez es uno de los elementos que define el nivel de riesgo que ésta dispuesto a asumir.

...En la medida que parte de dichos acontecimientos no son completamente gestionables por parte de los generadores, el mecanismo regulatorio que se desarrolla en la Resolución CREG 178 de 2015 busca nivelar el riesgo al momento de toma de la decisión, para que los generadores puedan honrar sus OEF." (Subrayado fuera del texto).

2.2. Estudio de la Línea Argumentativa de la CREG:

De la línea de argumentación presentada por la Comisión a lo largo de los documentos señalados, es evidente una contradicción entre la idea que el precio de escasez debe revelar la planta térmica más costosa y que la viabilidad económica de las plantas frente al precio de escasez depende de la eficiencia técnica, cuando parte de la metodología de la Comisión para determinar la metodología de valoración depende de la selección de la planta técnicamente más ineficiente.



Se pueden así resumir los diversos y contradictorios criterios que la CREG, ha utilizado para justificar un precio de escasez que no cubre a los costos de la planta térmica marginal del sistema:

- a. En el documento 043 de 2006 se definió la fijación del precio de escasez al costo de la planta más ineficiente que utilizara FO No. 6, según el documento CREG 085 de 2016¹² bajo el argumento que:
 - i. El FO No. 6 era el combustible con que generaría la última planta que podría utilizar el sistema en una condición crítica de escasez <u>frente a la cual se considera más</u> económico generar con esa planta que racionar; y
 - ii. Que considerar diésel oil importando llevaría a la condición económica en la que sería preferible racionar.

En este caso la comparación se hace respecto al costo de racionamiento del sector Residencial (CRO1 Estrato 4) junio de 2006 era de **399,07 \$/kWh**, mientras que el del primer escalón de racionamiento (CRO1) era de **516,98 \$/kWh**. Resaltamos que la referencia para la activación del estatuto de racionamiento de la resolución CREG 119 de 1998 es el correspondiente al CRO1, y no el asociado al del sector residencial denominado "CRO1 Estrato 4".

Sin embargo, no es clara la razón de selección del combustible Fuel Oil No. 6 para la valoración del precio de escasez parte combustible con el concepto inicial que la valoración debe corresponder al valor de la planta térmica más costosa que se pudiera utilizar en el sistema. Al replicar el ejercicio realizado por la Comisión en el documento CREG – 043 de 2006 para elegir el Fuel Oil como indexador del Precio de Escasez, en el que se afirmaba que se podía ver claramente que existe una relación directa entre estos dos precios, es decir que la correlación entre las dos series es 1, se encuentra que entre los precios del combustible y el precio de bolsa existe un grado de variación conjunta positivo pero inferior al 50 % (0.49191641).

- b. El documento 047 de 2007 que realizó una evaluación del precio de escasez, justifica que no se encuentran razones que sugieran la necesidad de hacer un cambio en el precio de escasez¹³ porque:
 - i. Algunas plantas térmicas con eficiencias superiores a 8 MBTU/MWh, pueden gestionar cierres de ciclo para que el uso de combustibles de alto costo sea viable.
 - ii. Las plantas térmicas con tecnologías de vapor y con las eficiencias actuales, <u>son</u> viables técnica y financieramente para la utilización de cualquier combustible líquido.
- c. En el Documento CREG 109 de 2011 respuesta a los comentarios de la resolución 089 de 2011 que propuso restringir la participación en las subastas del cargo a plantas nuevas con costos variables superiores al Precio de Escasez, se argumentó que si se incrementa el precio de

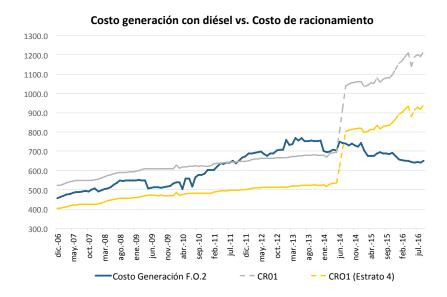
¹² Documento CREG 085 de 2016, respuesta a la pregunta 545, pg. 187.

¹³ Documento CREG 047 de 2007, "Análisis Precio de Escasez", pg. 13.



escasez se perdería el cubrimiento a la demanda contra precios altos, basándose en que el Costo de Racionamiento sector residencial (CRO1 Estrato 4) para el mes de julio de 2011 es de 498 \$/kWh y el precio de escasez para ese mes estaba en 425 \$/kWh.

Sin embargo, actualmente el costo de racionamiento denominado del sector residencial (CRO1 Estrato4) es de **954,61 \$/kWh**, es decir 2,5 veces el precio de escasez vigente para el mes de febrero que se ubica en **382,6 \$/kWh**.



- d. En el concepto CREG S-2015-003197 la Comisión manifiesta por primera vez que el cargo por confiabilidad es una opción financiera y que en su construcción se utilizó esta herramienta conceptual para su valoración, de allí, concluye se fundamenta relación funcional inversa entre estos dos valores. Sin embargo, no se evidencia la relación funcional inversa entre ambas variables, porque como se insiste a lo largo de éste documento, el esquema de cargo por confiabilidad tiene por objeto mantener el equilibrio del ingreso anual requerido por capacidad de generación (ARR, Annual Revenue Requirement), de tal manera que tanto los costos fijos como los costos variables de las plantas sean remunerados.
- e. Posteriormente, en el mes de octubre de 2015, el análisis presentado en el documento CREG 120 de 2015 soporte a la Resolución CREG 178 de 2015 que estableció la opción durante el Niño para nivelar el riesgo de las plantas respaldadas con combustibles líquidos, realiza nuevamente la comparación del ajuste del precio (opción) versus el costo de racionar la demanda, valorando esta vez el costo con el primer escalón de racionamiento (CRO1), y no con el CRO1 Estrato 4.

Dicho error quedó evidenciado en lo ocurrido durante el pasado fenómeno de El Niño entre septiembre de 2015 y abril de 2016 en el que fue claro el desacople de los precios del diésel usado para generar y el precio de escasez, aspecto que no es consecuencia del uso de precios determinados en los mercados internacionales como lo señala repetidamente la Comisión en

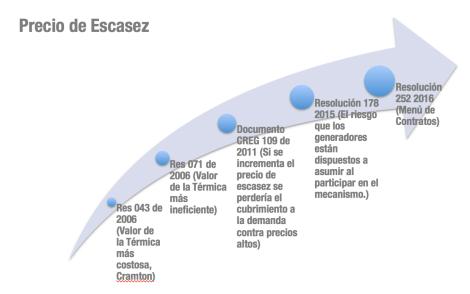


el Documento CREG 156¹⁴, sino que es consecuencia de la aplicación de un criterio errado en el que la Comisión ha incurrido de manera reiterada al plantear que el costo del diésel no podía ser considerado como base del precio de escasez porque el costo variable de generación al que daba lugar en 2006 y 2011 era superior al costo incremental de racionamiento escalón estrato 4.

f. Con la Resolución CREG 178 de 2015, la CREG, tomo la oportunidad para crear un nuevo entendimiento sobre la función del cargo por confiabilidad y el precio de escasez. El nuevo concepto del Cargo por Confiabilidad que aplica a los generadores ya no está valorado con base en el Costo del Entrante que aplicó en la primera subasta de cargo por confiabilidad, y que refería al costo de inversión de una planta térmica a gas de ciclo abierto, con un factor de carga de 0.65, cuyo valor resultante era 13.045 US/MWh¹⁵, sino que bajo la nueva interpretación de la CREG, corresponde al riesgo asumido por el generador en términos de la diferencia entre el costo de generación y el precio de escasez.

En todo caso, la CREG, nunca valoró ni el costo del nuevo entrante que arrojo el precio del cargo por confiabilidad para el período de transición y la primera ronda de las subastas de cargo por confiabilidad, así como tampoco el precio de escasez con alguna de las metodologías valoración de instrumentos financieros, que aduce tiene el cargo por confiabilidad.

En el siguiente gráfico resume la evolución argumentativa de la comisión con referencia al precio de escasez, desde los documentos de consulta del esquema del Cargo por Confiabilidad hasta la resolución en consulta.



Fuente: ANDEG.

¹⁴ Ver páginas 119 y página 120, numeral 3.1.

¹⁵ Documento CREG 026 de 2007. Pag. 13.



Las contradicciones argumentativas de la Comisión sobre un esquema regulatorio al que no le debe caber la menor duda conceptual, distorsiona la confiabilidad del sistema eléctrico como un todo, como se evidenció en el fenómeno de El Niño 2015 - 2016. Como se expone más adelante, una cosa es que Peter Cramton plantee en el documento que el esquema de Cargo por Confiabilidad funcione como una opción, que antes de la comunicación S-2015-003197, la CREG afirmaba no era una opción financiera, y otra muy distinta es que la Comisión o Peter Cramton hayan presentado un modelo de valoración basado en la teoría de opciones financieras u opciones reales (por ejemplo, *Black-Scholes* u otros más sofisticados) para derivar los valores teóricos que dieron origen al precio del Cargo por Confiabilidad y/o el Precio de Escasez. ANDEG en la comunicación que respondió al concepto CREG S-2015-003197 solicitó que la CREG publicará, de existir, el modelo de valoración financiera de opciones al que la Comisión hace alusión en la comunicación, publicarlo para conocimiento y análisis de la industria. La CREG no ha presentado, previo a la publicación de éste documento, el modelo valoración financiera que aduce haber utilizado durante el proceso de construcción del esquema.

De acuerdo a lo presentado por la CREG, la demanda tiene un esquema que funciona como un "seguro" y una "opción financiera", que deja entonces una preocupante ambigüedad sobre los elementos conceptuales para la valoración que la CREG atribuye al esquema. Esto es así, pues de un lado la CREG afirma en el concepto S-2015-003197, que el cargo por confiabilidad tiene todos los elementos de valoración de una opción financiera, y de otro lado, el esquema, en la medida que es una seguro como lo afirma en el documento CREG 120 de 2015, la valoración de la prima incluyó los elementos conceptuales de equilibrio financiero-actuarial, asociado a un valor de indemnización, que es el elemento de mitigación impacto financiero adverso ocasionado por el evento de escasez, que de acuerdo con la CREG, simboliza el precio de escasez. En todo caso, la metodología de valoración de un seguro difiera sustancialmente de la valoración de una opción financiera.

Adicionalmente, se cambia el concepto según el cual el precio de escasez debe corresponder al valor de la planta térmica más costosa que se pudiera utilizar en el sistema, frente a la cual se considera más económico generar con esa planta que racionar, a una medida del riesgo que un generador está dispuesto a asumir. Lo anterior, indicaría que el precio de escasez deja de ser una medida de riesgo del sistema, es decir, de cubrimiento físico de energía y se sustituye como un elemento de valoración del riesgo financiero que están dispuesto a enfrentar los agentes.

En otras palabras, el cambio en la línea argumentativa establece que la CREG no ve en el esquema de cargo por confiabilidad un esquema para asegurar el suministro de energía eléctrica ante una condición crítica, como fue constituido inicialmente, sino como un instrumento de valoración de riesgo financiero de los agentes a los que le son asignadas Obligaciones de Energía Firme. Esto implica que el esquema se sustituye de una valoración de aversión de riesgo del sistema (o social, si se quiere) a un evento de racionamiento, a una valoración privada, del riesgo financiero que enfrenta un generador.



2.3. Conclusiones Consultores CREG

La CREG contrató a los consultores David Harbord, Nils-Henrik M. von der Fehr, Luciano de Castro y Diego Jara para emitir conceptos sobre unas preguntas puntuales realizadas en los términos de referencia de las consultorías, que no fueron públicos, y sobre los cuales se realizó un taller en el mes de octubre de 2016. Aunque los documentos finales no se conocen porque no fueron publicados, de los documentos borradores presentamos los análisis y principales conclusiones realizados por los consultores citados, sobre el tema de precio de escasez. Cabe advertir que los consultores tomaron como marco de referencia el cambio conceptual que la CREG realizó en el concepto S-2015-003197 y en la Resolución CREG 178 de 2015, por lo que los consultores presentaron conclusiones sustentadas, particularmente, en el concepto que el cargo por confiabilidad se valoró como una opción financiera y que el valor del cargo por confiabilidad es resultado de la diferencia entre el costo de generación y el precio de escasez, ambos conceptos absolutamente diferentes.

Por lo anterior, Harbord y von der Fehr, concluyen, con información insuficiente, que en la medida que el precio de escasez es conocido por los agentes antes de la subasta, éstas dos variables tienen una relación inversa. Sin embargo, ninguno de los consultores mencionados presenta una relación funcional objetiva, es decir, una expresión matemática, que permita confirmar, sin ambigüedad, dicha relación funcional y que permita realizar el ejercicio de valoración.

De otro lado, de Castro sustenta el análisis en la forma funcional de la opciones financieras. Sin embargo, el consultor no presenta un modelo de valoración que permita, sin ambigüedad, determinar la valoración de las dos parámetros.

Finalmente, Jara, manifiesta una nueva valoración del cargo por confiabilidad, entendido como el valor presente de la diferencia entre el precio de escasez y los costos variables de una planta de generación. Jara sustenta el ejercicio presentado en el concepto planteado por la CREG en el documento CREG 120 de 2016, que acompaña la Resolución CREG 178 de 2016.

2.3.1. David Harbord

Harbord asume que, dado que el cargo por confiabilidad se define periódicamente en subastas competitivas, en las cuales el valor del precio de escasez y el método de actualización es conocido para todos los participantes, los dos precios están vinculados e inversamente relacionados. Es decir, el conocimiento de la metodología de indexación del precio de escasez y su valor vigente al momento de la subasta, es un conjunto de información suficiente para la valoración del valor de cargo por confiabilidad que permite el cierre financiero de los proyectos y, por lo tanto, se infiere una relación inversa entre ambas variables. Por lo anterior, concluye Harbord, una modificación del precio de escasez altera los términos de los "contratos" asignados por veinte (20) años a las



plantas de generación nuevas, en las subastas de 2008 y 2011. Harbord (2016), en todo caso advierte que debe revisarse si el índice de ajuste con Fuel Oil No. 6 ha servido su propósito inicial y si no, se debe considerar un ajuste de éste con un nuevo índice.

A continuación, se citan las conclusiones de éste consultor:

Since the reliability Charge is determined in periodic competitive auctions in which the value of the Scarcity Price and the method for indexing it are known to all participants, the two prices are linked and inversely related. That is, the lower the Scarcity Price the greater the risk generators in acquiring an OEF, and hence the higher the Reliability Charge required to compensate for this risk, and vice versa.

Any proposal to alter the value of the Scarcity Price faces the problem that it implicitly alters the terms of the 20-year contracts which have been allocated to new generation plant in two previous Firm Energy Auctions which set the value of the reliability charge for all generation capacity.

If it is concluded that an upward adjustment to the value of the Scarcity Price is desirable, either by redefining the marginal plant or by adopting a different fuel index, then the issue must be addressed.

Certain generators, i.e., those operating with liquid fuels, appear to have been unable or unwilling fulfill their OEF obligations at the historically low Scarcity Prices 2015-2016, leading to CREG Resolution 178 of 2015 as a stop gap measure... Nevertheless, the operation of the Firm Energy Market relies upon solid commitments from generators to deliver firm energy when is required. Hence the CREG should consider how these obligations could be strengthened in future by requiring larger financial guarantees of performance and imposing more severe penalties on generators which find themselves in breach of their obligations.

The CREG should consider whether the indexing of the Scarcity Price of Fuel Oil No. 6 has served its intended purpose, and if not consider an adjustment to the Scarcity Price using a new index, perhaps based on a mix of various relevant fuel prices, or eliminating indexing altogether.

Alternatively the CREG should consider whether the Scarcity Price should be recalibrated and updated by redoing the exercise carried out in CREG Resolution 071 of 2006 and establishing a price exceeded by the spot market less than 5% of the time (perhaps as a rolling five year average).

If the resulting change in the Scarcity Price is small, then no revisiting of the 20-year contracts might be necessary. If the change is significant, however, then generators with 20 year contracts should be either be held to their original contracts at the original Scarcity Price, or be given the option of recontracting at the new Scarcity Price, but only once a new Reliability Charge level has been established.



2.3.2. Nils-Henrik M. von der Fehr

Von der Fehr (2016) afirma que el precio de escasez no puede ser visto aislado del cargo por confiabilidad, en la medida que éste último es un parámetro esencial de la subasta y de acuerdo con lo anterior, un precio de escasez mayor hubiese reducido la carga que imponen las Obligaciones de Energía Firme (OEF) a quienes le son asignadas y, por lo tanto, hubieran reducido la oferta por el Cargo por Confiabilidad. Adicionalmente, argumenta von der Fehr, si el precio de escasez se incrementa sin la correspondiente reducción del precio del cargo por confiabilidad, significaría una transferencia de ingresos del consumidor a los generadores. Von del Fehr afirma que, cuando el margen entre el precio de escasez y los costos variable de algunos generadores con OEFs son positivos o negativos, contienen el riesgo que los generadores aceptan cuando toman las OEFs, y por las cuales se paga el cargo por confiabilidad y por lo tanto no es claro que por la presencia de márgenes negativos se deba modificar el precio de escasez. Finalmente, argumenta que, el indexador de Fuel Oil No. 6 ha producido un precio de escasez que no está en línea con los principios subyacentes sobre los cuales éste precio fue originalmente construido. Por lo anterior, tiene sentido revisar la implementación de estos principios para ver si un ajuste del precio, con otro índice, los puede reflejar.

In particular, there does not seem to be a need for fundamental change in the value of the Scarcity Price.

Nevertheless, it may be worthwhile to consider whether the implementation – in particular, the indexing to Fuel Oil No. 6 – is in line with the underlying principles on which the Scarcity Price was based.

If the reconsideration of the Scarcity Price leads to an updating or recalibration, plants with existing Firm Energy Obligations should either be held to their original contracts or be offered new contracts with a suitable redefined Reliability Charge.

2.3.3. Luciano de Castro

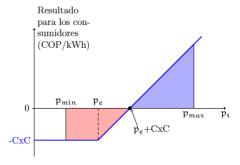


Figura 7: Resultado del Contrato de Cargo por Confiabilidad (CxC) para los consumidores



De Castro, analiza, lo que denomina contrato de cargo confiabilidad, a partir de los elementos teóricos de valoración de una opción financiera. De Castro argumenta que, para que el CxC sea un contrato justo, es decir, sin oportunidades de arbitraje es necesario que la diferencia entre las dos áreas arriba sean igual a cero.

Si esta diferencia es positiva, significa que los consumidores tendrán una ganancia neta con el contrato de confiabilidad (sin tener en cuenta el impacto en la confiabilidad del sistema). Si esta diferencia es negativa, los consumidores tendrán una pérdida en los contratos de confiabilidad. Afirma de Castro que eso no es necesariamente malo, dado que hay otra contrapartida que no es valorada por las áreas en la figura 7 arriba: el incremento de confiabilidad del sistema que estos pagos acarrean. Anota, de Castro que dicho balance se ve muy afectado tanto por el cargo por confiabilidad como por el precio de escasez y que un aumento de ésta última empeora la situación de los consumidores con respecto a la situación original. Concluye de Casto entonces que el aumento del precio de escasez debe ser seguido por una reducción del cargo por confiabilidad.

Argumenta de Castro, adicionalmente, que hay tres cosas que en su entender son relevantes: (1) no es razonable dejar generadores con costos variables por encima del precio de escasez sin exigirles garantía que cubra los costos de producción en momentos críticos; (2) las garantías tiene que tener en cuenta los escenarios de pérdidas máximas $CxC + e_f(p_e - c)...$, (3) las garantías tienen que ser planeadas por períodos de por los menos seis meses, ya que los períodos de El Niño pueden durar típicamente hasta más que eso.

Finalmente, de Castro recomienda lo siguiente,

En principio se podría hacer un cambio sustancial en el precio de escasez, seguido de la subasta para definir el CxC. Pero hay dos peligros:

- a. Si no hay competencia suficiente, o si algunos agentes logran manipular precios
- b. Si hay competencia y los precios se tornan muy bajos, con consecuencias negativas para las empresas, que no se han planeado para el cambio.

Ambas consecuencias son indeseables. Por causa de la segunda, es posible que los generadores se opongan a la realización de la subasta inmediatamente. Por otro lado, es interesante tener altos precios de escasez, para que hay un incentivo al mercado de contratos. Así, sugerimos que se haga un cambio gradual del precio, de la siguiente forma:

1. Hace inmediatamente un pequeño incremento con relación al precio actual, por ejemplo COP450/kWh. La opción de poner un valor fijo en vez de uno asociado a un combustible es usada en varios mercados del mundo. El uso de un combustible en particular es bueno para la planta que lo utiliza, pero representa un riesgo para plantas de otros combustibles.



- 2. Que se deje claro que en los años siguientes, habrá nuevos incrementos; por ejemplo para COP 600/kWh, COP 800/kWh, COP 1,000/kWh etc. Ese proceso de ajuste puede durar dos o más años.
- 3. El anuncio del nuevo precio de escasez debe ser seguido de la realización de una subasta con valor máximo igual al corriente precio de escasez. Si hay mucha inquietud por parte de los generadores con respecto a que el CxC salga muy bajo, si puede considerar poner un valor mínimo, por ejemplo de un tercio del valor actual.
- 4. Es necesario exigir garantías de las empresas que tengan costo variable de operación por encima del precio de escasez corriente. Para evitar resistencias, se puede exigir las garantías gradualmente, impidiendo que los generadores reciban el CxC hasta que el valor adecuado de garantía (por ejemplo, seis meses,...) sea conseguido.

2.3.4. Diego Jara

Jara (2016) parte de las siguientes premisas para el análisis del precio de escasez,

El Precio de Escasez (PESC) cumple una función dual en el mercado de energía en Colombia, por un lado definiendo eventos de escasez, y por otro lado acotando el precio de Bolsa una vez se ha determinado la presencia de escasez. Más fundamentalmente, el PESC puede entenderse como un elemento de protección para el consumidor, definiendo un techo al precio de consumo de electricidad. Sin embargo, más generalmente, el PESC define un esquema de transferencia de riesgos, del consumidor al parque generador.

La exposición de los participantes del mercado, en particular de las generadoras, a la definición del PESC, exige un análisis profundo para cuantificar los riesgos existentes, y diseñar esquemas óptimos. Siguiendo con la consideración del PESC como una protección para el consumidor, es razonable buscar este óptimo desde el punto de vista del consumidor.

Para Jara, el precio de escasez es un instrumento de transferencia de riesgos del consumidor al generador, hipótesis que la CREG empezó a esgrimir en el año 2015, con la Resolución CREG 178 de 2015, en el que se afirma que el cargo por confiabilidad y precio de escasez son valores del riesgo que el agente está dispuesto a asumir, a partir del costo de generación.

Adicionalmente Jara (2016) agrega nuevas funciones al precio de escasez, como se denota a continuación,

El objetivo del uso de esta cantidad es propender por (i) un funcionamiento adecuado del mercado, protegiendo al consumidor contra el poder de mercado que podrían ejercer las generadoras en momentos de escasez, mediante un límite superior al precio pagado, y (ii) eficiencia en el parque generador, mediante el incentivo a buscar tecnologías competitivas que soporten compromisos en firme a un precio máximo igual al PESC.



En línea con las afirmaciones de los consultores anteriores, Jara afirma que hay una relación clara entre el precio de escasez y el cargo por confiabilidad, sin evidencia de una relación funcional, sino presentado la siguiente explicación,

..., la definición del PESC afecta la determinación del Cargo por Confiabilidad (CxC), que es la remuneración periódica que debe ser pagada a generadoras que adquieren compromisos de Energía en Firme. La afectación es clara: un mayor PESC reduce los compromisos futuros de las OEF, reduciendo a su vez el nivel de corte de CxC. Análogamente, un menor PESC debería resultar un nivel más alto de CxC. Así, las generadores oferentes de energía en firme deben considerar la definición del PESC al momento de pujar, considerando los costos determinísticos, y los contingentes (eventos en que Bolsa supera el PESC).

De lo anterior, es evidente que Jara identifica el Cargo por Confiabilidad como un instrumento de cubrimiento financiero, que dista mucho del marco conceptual que sustenta la existencia este tipo de esquemas en los mercados mayoristas de energía e incluso, del sustento conceptual presentado por Peter Cramton, consultor de la CREG en 2006, durante el diseño del esquema. De hecho, Jara toma el nuevo cambio en la doctrina de la CREG sobre el propósito central del esquema de cargo por confiabilidad, tal como fue presentado en la Resolución CREG 178 de 2015, y que se enuncia a continuación,

..., el esquema de cargo por confiabilidad es una transferencia de riesgo del consumidor al genenerador: así como compradores de opciones o de seguros pagan primas conocidas para protegerse contra eventos futuros inciertos, el consumidor de energía en Colombia paga el CxC para garantizar un techo al precio que pagará por esa energía. Esta transferencia de incertidumbre del consumidor al generador se remunera con la prima pactada en la contratación de las OEF (el CxC).

Dado que Jara, en línea con el nuevo concepto de la CREG sobre el propósito del cargo por confiabilidad plasmado en la Resolución CREG 178 de 2015, ve en éste esquema un instrumento financiero, el análisis que presenta esta sustentado en ésta visión y se hace evidente al plantear la metodología de cálculo del CxC mínimo para cada generadora. Jara plantea lo siguiente,

Cuando una generadora existente participa en estas subastas, su puja se puede separar en el rubro de mantenimiento, que una que puede considerarse determinística (denominada en \$/kWh), y el rubro de pagos contingentes, correspondientes a la diferencia entre sus costos marginales y el PESC (en caso de ser positiva), en las horas en las que el precio de Bolsa supera el PESC.



Formalmente, asumiendo neutralidad al riesgo, el costo de la opción por Obligaciones de Energía en Firme (OEF) de una unidad de generación existente j es:

$$CO_{j} = \sum_{m=1}^{12} \sum_{d=1}^{D_{m}} \sum_{h=0}^{23} \left[\jmath^{r} m \acute{a} x \{ C_{jm} - PESC_{m}^{\tau}, 0 \} \times OHEF_{jdh} \right] \frac{1}{(1+\tau)^{m}}$$

donde,

h: hora del día d: día del mes m: mes del año

 D_m : número de días en el mes m

r: esquema de escasez

 \mathcal{I}^r : igual a 1 si se cumple la condición de escasez de acuerdo con el esquema r, y cero en caso contrario.

 P_{dh}^{h} : precio de bolsa en la hora h del día d

 $PESC_m^r$: precio de escasez del mes m bajo el esquema r C_{im} : es el costo variable de generación de la unidad j

 OHEF_{ijdh} : obligación horaria de energía en firme promedio de la unidad de generación j

 τ : tasa de descuento.

Para Jara, el cargo por confiabilidad debería remunerar como mínimo los costos fijos de administración, operación y mantenimiento correspondientes al año de vigencia de la opción, concepto bastante distante a la base conceptual de los esquemas de capacidad que tienen por objeto remunerar el valor de la planta de generación pico y el costo de inversión o remuneración a los inversionistas. De hecho, los principales contrafactuales son las metodologías utilizadas por la CREG para calcular el precio del cargo por confiabilidad durante el período se transición y para el cálculo del parámetro Costo del Entrante (CE), que se utiliza para determinar la curva de demanda y el precio de la ronda inicial de la primera subasta de asignación de cargo por confiabilidad. Consistentemente la CREG utiliza para esta valoración el costo de inversión requerido de una planta térmica a gas de ciclo abierto¹⁶. Por lo anterior, la conclusión que se cita a continuación por parte del consultor resulta errónea,

Para el esquema actual del PESC, se observan precios de corte estimados alrededor de COP\$21/kWh, lo cual contrasta con los cerca del USD\$16/MWh que se fijó en la subasta de comienzos de 2012. Una diferencia importante en el diseño de la subasta actual, que incluye

¹⁶ Documento CREG 026 de 2007



las existentes en los precios de corte de las nuevas, incrementando para éstas su beneficio (contra lo estimado teóricamente).

Posteriormente Jara concluye lo siguiente, a partir del análisis de los beneficios de cada unidad generadora,

En general se observan dos elementos recurrentes para las térmicas: un precio de escasez muy bajo incrementa el ingreso promedio de la generadora, aunque también su incertidumbre. La reducción de incertidumbre con el incremento del precio de escasez es claro: la generadora queda expuesta solo a costos de mantenimiento, dado que tiene la posibilidad de pasar sus costos marginales a Bolsa. El promedio es menos obvio, pero se explica así: un precio de escasez bajo fuerza un corte muy alto en el cargo por confiabilidad.

La conclusión anterior evidencia que Jara analizó un esquema de cargo por confiabilidad que no es el que la regulación definió en el documento CREG 085 de 2006 y en la Resolución CREG 071 de 2006, soportado por la asesoría de Peter Cramton. Tampoco corresponde al concepto de *missing money* que es el fundamento conceptual de los mercados de capacidad, ni la práctica internacional que se evidencia en varios de los mercados con mercados de capacidad, como se presentará en la sección 3. de éste documento.

La conclusión final de Jara, es la siguiente:

La conclusión es contundente: buscar proteger al consumidor mediante un PESC bajo termina perjudicándolo. La razón, análoga a la explicación para la óptica de las generadoras, es que en este caso el resultado del CxC es más oneroso que asumir el riesgo completo del precio de Bolsa, dado que el corte lo define la cola ineficiente, con combustibles costosos, del parque generador. Esta situación exige un pago alto (pero certero) mediante el CxC a todas las generadoras. En cambio, con niveles altos del PESC, el consumidor queda expuesto al precio de Bolsa, pudiendo en ocasiones pagar precios muy altos por la energía, pero en promedio pagará precios relacionados con plantas eficientes y costos marginales bajos.

La conclusión es engañosa, porque la demanda debe cubrir el riesgo de precios con instrumentos financieros, como contratos forward o futuros, disponibles en el mercado eléctrico o con mecanismos de respuesta de la demanda, que son totalmente ausentes en el mercado colombiano. Por lo anterior, la valoración que propone Jara debe realizarse contra el evento de racionamiento, toda vez que ese es el fin de un esquema de capacidad (o confiabilidad en Colombia), asegurar la oferta de recursos adecuados para el cubrimiento de la demanda en eventos críticos. El análisis de Jara se centra en la valoración de un instrumento financiero para el cubrimiento de precio.



Varios de los elementos presentados por los consultores citados anteriormente, sustentados en el cambio conceptual de la Comisión frente al esquema, fueron retomados, parcialmente, en el documento que presenta alternativas para modificar el precio de escasez.

2.4. Documento CREG 088 de 2016

En el documento CREG 088 de 2016 "Alternativas para definir el precio de escasez", la CREG sigue la línea planteada en el concepto S-2015-003197 y en el documento CREG 120 de 2015, en los que se modifican los conceptos fundamentales sobre los que se estructura el cargo por confiabilidad, como se presentó y se discutió en las secciones 2.1, 2.2 y 2.3 de éste documento y que indica que la CREG no ve en el esquema de cargo por confiabilidad un esquema para asegurar el suministro de energía eléctrica ante una condición crítica, sino como un instrumento de valoración de riesgo financiero de los agentes a los que le son asignadas Obligaciones de Energía Firme. Lo anterior es retomado en el documento sujeto de análisis en esta sección:

- ..., el mecanismo del Cargo por Confiabilidad se puede sintetizar en dos elementos: el precio de confiabilidad, es decir, la prima del cargo por confiabilidad y el precio de escasez que es el precio de ejercicio de las obligaciones. Este último precio define el riesgo que los generadores están dispuestos a asumir y la primera, indica el precio al que el generador que tiene la oferta marginal, en la subasta de energía firme está dispuesta a vender su confiabilidad, dado el riesgo implícito que define el precio de escasez.
- Por su parte, el nivel del precio de escasez fue definido por el regulador considerando dos metodologías: el nivel de precio que permitía cubrir un alto porcentaje de la historia de precio de bolsa (percentil ≥95%, enero 1997 a diciembre 2005) y los costos variables de la planta más ineficiente que operaba en el sistema al momento de definir el valor. De forma adicional, la indexación mensual se definió de acuerdo con la variación de los precios internacionales del fuel oil 6, dado que la historia de este precio mostraba un orden similar al del percentil 95% de PSS de la serie histórica precio de bolsa.

Dentro de las motivaciones para el cambio del precio de escasez, plantea las siguientes:

- Variación de los precios de combustibles líquidos, de acuerdo a lo que evidenció en el documento CREG 120 de 2015.
- Y, variación de la matriz energética, por la entrada en operación de la planta de regasificación de grupo térmico.

La CREG plantea un nuevo concepto en el documento que titula externalidades del precio de escasez y los criterios para la evaluación de alternativas propuestas. De acuerdo con el documento CREG 088 de 2016, el precio de escasez tiene unas externalidades positivas en el mercado y sirve para la evaluación de las alternativas presentadas, como se cita a continuación:



- Señal de eficiencia: en línea con la búsqueda de un parque de generación eficiente, el nivel del precio de escasez deber ser tal que incentive a los agentes generadores nuevos y existentes a seleccionar la tecnología y el combustible que los haga competitivos.
- Mitigar poder de mercado. En el mercado de corto plazo se presentan condiciones que pueden ser aprovechadas para el ejercicio de poder de mercado, en particular, en momentos en el que hay una estrechez en la oferta para cubrir la demanda. Dado que en un período crítico, los generadores pueden ser pivotales y ejercer poder de mercado, la existencia del precio de escasez mitiga tal situación, pues establece un precio máximo que se remunera en condiciones críticas a los generadores. Esto implica que la demanda no se ve perjudicada por los altos precios que pueden resultar del ejercicio de poder de mercado.
- Cubrir a la demanda en situaciones críticas. La consideración de una OEF con un pago constante y un precio de escasez para la entrega de dichas obligaciones, resulta en un ingreso fijo y cierto al generador. A cambio, el generador debe entregar la energía comprometida en situación crítica, es decir el suministro está cubierto para la demanda y como ya se mencionó, el precio de escasez la cubre frente a los precios altos que se presentan en condiciones críticas.
- Gestión de riesgo. En el mercado eléctrico de corto plazo, la predicción de los precios a largo plazo es un ejercicio complejo, por lo que la existencia del precio de escasez y remuneración constante por la confiabilidad, le permite al agente hacer un pronóstico más acertado de un flujo de caja y por ende, una mejor estimación de la remuneración de la inversión. Sin embargo, el nivel de precio de escasez no debería interferir con las decisiones de los agentes generadores en la bolsa de energía y en el mercado de contratos.

Los conceptos detrás de los criterios o externalidades, evidencia la práctica sistemática de la CREG de utilizar un instrumento con múltiples propósitos, algo que la Agencia Internacional de Energía (IEA, por su nombre en inglés) en el documento *Repowering Markets*¹⁷, advierte como un error de fondo en la estructuración de esquemas de capacidad y en el objetivo central de un precio de escasez. De acuerdo con la IEA, el propósito del precio de escasez es asegurar la confiabilidad, mediante dos vías: incentivar la reducción del consumo por parte de la demanda e incentivar la disponibilidad de los recursos de generación durante los eventos críticos. Por lo anterior, los mercados de capacidad y el precio de escasez deben ser cuidadosamente diseñados para evitar distorsiones en los mercados de corto plazo y mercados de contratos de cubrimiento financiero, en la medida que el objetivo único y central, es que sea una red de seguridad para eventos extremos.

Scarcity prices play a key role in ensuring reliability. On the demand side, high prices are useful for reducing demand. On the generation side, scarcity prices incentivize plants to be

¹⁷ International Energy Agency. Repowering Markets. 2016



available when most needed and can remunerate the fixed investment costs of peak capacity.

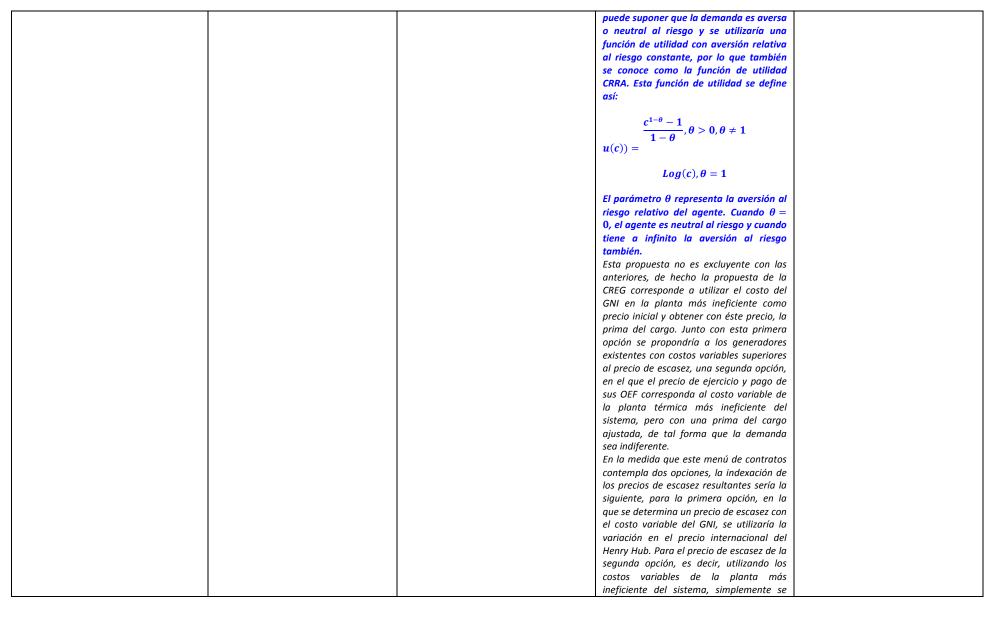
Capacity mechanisms, or capacity markets have been introduced in several power systems with the objective of ensuring reliability needs are met. They need to be carefully designed to prevent market distortions. Capacity mechanisms should not be considered a replacement for ensuring wholesale market price signals are right in the first place, but rather as a safety net to meet policy-driven reliability goal.

Utilizar el precio de escasez como un instrumento de gestión de precio de la demanda, revela un vacío conceptual fundamental en el diseño de las alternativas presentadas y, en la valoración de las mismas. Definir el precio de escasez en función del cubrimiento financiero de la demanda, distorsiona los comportamientos de los segmentos regulados y no regulados de la demanda, así como en la oferta de contratos de mediado plazo (contratos *forward*) por parte de los generadores y en la liquidez de los mercados estandarizados de contratos futuros que se transan en Derivex.

En la tabla siguiente, se presentan las alternativas para el cambio del precio de escasez presentadas en el documento, así como los comentarios que ANDEG remitió a la CREG sobre cada uno de estas alternativas, y las propuestas de modificación planteadas:

Percentil 95 del histórico de precios de	Costo variable de generación con GNI	Costo variable de la planta térmica más	Menú de contratos	Nivelación de Riesgo
bolsa	en la planta más ineficiente	costosa		
Sobre esta propuesta la CREG menciona	Sobre esta propuesta la CREG menciona	Sobre esta propuesta la CREG menciona la	Sobre esta propuesta la CREG menciona la	Sobre esta propuesta la CREG menciona
lo siguiente:	la siguiente:	siguiente:	siguiente:	la siguiente:
, la primera alternativa propuesta para determinar el precio de escasez consiste en tomar la historia completa de los precios de bolsa y definir el percentil que permita cubrir un espectro importante de los precios altos de bolsa. En este sentido, el precio de escasez resultantes de esta propuesta resultaría de construir la curva de duración de precios de bolsa para el período comprendido entre el comienzo del Cargo por Confiabilidad y la fecha en que se determine en precio de escasez. Con esta metodología, el precio de escasez se definiría a partir del percentil 95 de la historia de los precios de bolsa durante el período de funcionamiento del cargo por confiabilidad. Una vez definido el nivel, la indexación de éste precio se realizaría mensualmente con el cambio del índice de precios al productor y anualmente se actualiza el cálculo del percentil 95, con la nueva historia de precios de bolsa que se tenga. Lo anterior, con el fin de reflejar los posibles cambios en la composición de la matriz energética que se sucedan en un año.	, la segunda alternativa que se propone para determinar el nivel del precio de escasez es utilizar el costo variable de operación de la planta más ineficiente que utilice GNI como combustible. Para encontrar el nivel propuesto se debe tener en cuenta el costo de suministro del gas en un mercado de referencia competitivo, que por su cercanía a la costa nacional, se propone tomar los precios de Henry Hub. A este precio se le debe adicionar los costos de licuefacción, transporte por gasoducto y buque así como el costo de regasificación. De igual forma, en esta metodología se deben sumar los costos variables de operación y mantenimiento, los otros costos variables y utilizar el heat rate de la panta más ineficiente que utilice GNI. Obtenido el nivel de precio de escasez que se calcularía con la metodología propuesta, se actualizaría mensualmente con la tasa representativa del mercado y con la variación del precio en el mercado de referencia seleccionado, es decir, Henry Hub.	La tercera alternativa propuesta para la determinación del nivel de precio de escasez corresponde al escenario en el que el generador participante en el Cargo por Confiabilidad no asume ningún riesgo, frente al cumplimiento de la OEF. Esta alternativa surge como resultado de lo observado en el Fenómeno de El Niño 2015-2016, en particular, del riesgo que asume el sistema, cuando los generadores que deciden participar en el Cargo por Confiabilidad tienen costos variables superiores al precio de escasez. En la media que el principio de esta alternativa es que el generador no corra ningún riesgo la hora de adquirir una OEF, el precio de escasez estaría definido por el costo variable de la planta más costosa del sistema. Para encontrar el nivel al que se encontraría el precio de escasez de esta alternativa, se debe sumar el costo de suministro de diesel oil (DO) reportado por los agentes, los costos de operación y mantenimiento y los otros costos variables. Para calcular el costo variable que define el precio de escasez de esta alternativa se tomaría el heat rate de la planta más ineficiente. La indexación del precio de escasez correspondiente a esta alternativa debería estar ligada a variación del combustible que utiliza la planta más ineficiente, con diésel oil en el mercado internacional, porque es el costo más eficiente. Sin embargo esta alternativa podría tener el mismo problema de ,dualidad señalada anteriormente,	, en el momento que un agente generador decide participar en la subasta del Cargo por Confiabilidad, la prima que estará dispuesto a aceptar será una función de la probabilidad de que se active el mecanismo y el precio de escasez, entre otras consideraciones. En consecuencia, existe una relación implícita entre el precio de escasez y la prima del cargo. Un precio de escasez y la prima del cargo. Un precio de escasez muy alto, reduce el riesgo que debe asumir un generador al adquirir una OEF, por ende, la prima que está dispuesto a aceptar es más baja, en comparación de una situación en la que el precio de escasez tiene un nivel bajo y por ende, una mayor probabilidad de que se active el mecanismo. El menú de contratos se construye bajo la premisa fundamental de que la demanda sea indiferente entre las opciones que se le presenten al generador. Lo anterior, implica que el costo esperado de cualquiera de las opciones es el mismo desde la perspectiva de la demanda. Para la definición de las opciones se parte de la pareja, precio de escasez, prima del cargo por confiabilidad vigente, a continuación se supone una ventana de tiempo de cinco (5) años, de los cuales se activa el mecanismo por un período de seis (6) meses y se calcula el valor presento neto del costo del cargo por confiabilidad para la demanda durante dicho período, es decir, el pago de la prima de las OEF, más las compras de energía en bolsa, a precio de escasez en situación crítica. Finalmente, para definir el menú de contratos se define un precio de ejercicio mayor al inicial, y se identifica la prima del cargo de confiabilidad que le significaría a la demanda la misma utilidad esperada. En este último paso se	La última alternativa que se ha considerado por la CREG para la determinación del precio de escasez consiste en definir un mecanismo de nivelación de riesgo asumido en el momento de adquirir las OEF, que tendría vigencia durante el período de la OEF. Esta alternativa corresponde a un esquema equivalente al que se implementó durante el período crítico de septiembre de 2015 a abril de 2016 con la expedición de la Resolución CREG 178 de 2015. Con esta resolución se definió un precio P* al que se remuneraría la energía entregada por los generadores con altos costos variables correspondiente a su OEF. Dicho P* se definió como el mínimo precio que significará el mismo riesgo para el generador, comparado con el riesgo que asumió en el momento de la asignación de OEF. Esta alternativa supone seguir utilizando la misma fórmula del precio escasez actual e ir actualizando cada mes, si es necesario determinar un nivel P* que mantenga el riesgo inicial constante.







Comentarios ANDEG:

- Conceptualmente el precio de escasez no debe depender de la matriz energética, es un precio administrado para incentivar la respuesta de la demanda y la oferta de recursos energéticos.
- Dicho valor sería inferior en el largo plazo pues depende de efectos climáticos como el fenómeno de La Niña, más que en el cambio de la matriz energética.
- La serie de precios de bolsa esta distorsionada en la medida que durante los períodos puntuales de fenómeno de El Niño se han presentado intervenciones de mercado que han afectado la formación normal de precio, reduciendo la valoración de los recursos durante períodos de escasez, Tanto en el fenómeno de El Niño 2009 2010 como en el presentado en 2015 2016, el mercado sufrió intervenciones que afectaron la formación del precio de bolsa.
- No establece ningún vínculo entre el precio de escasez y los costos variables de las plantas más costosas del sistema.

Propuesta ANDEG para modificar la alternativa 1 de la CREG:

Entendemos ésta propuesta de la CREG, como una de valor fijo.

De acuerdo con el Anexo 1 de esta comunicación, una alternativa ampliamente utilizada internacionalmente para la valoración del precio de escasez, según la IEA, es tasarlo al Valor de la Carga

Comentarios ANDEG:

- Esta propuesta desconoce que no todas las plantas de generación térmica a gas (duales) tienen la oportunidad de acceder a infraestructura de suministro de gas natural importado.
- De aplicarse ésta alternativa, 1,438
 MW de capacidad instalada,
 equivalente a 12.597 GWh de
 energía en firme, enfrentarían el
 mismo estrés financiero presentado
 en el pasado fenómeno de El Niño.
- El índice Henry Hub no es un indicador del mercado global de gas natural licuado y solo corresponde a la valoración de las condiciones de oferta y reservas del mercado de Estados Unidos.

Comentarios ANDEG:

 Conceptualmente esta alternativa corresponde a la metodología técnicamente aplicada en los mercados eléctricos de Estados Unidos (Ver Anexo 1, FERC y caso New England), así mismo corresponde con las mejores prácticas identificadas por la IEA.

Comentarios ANDEG:

 Esta alternativa parte del supuesto de que hay una correlación, hasta ahora no demostrada por la CREG, entre el precio del Cargo por Confiabilidad y el Precio de Escasez, cuando se ha evidenciado que hay un desequilibrio desde el inicio de aplicación del modelo actual.

actualizaría manteniendo el diferencia inicial, con el primer precio y evitar así utilizar el precio del diésel internacional.

- En gracia de discusión, se asume que la actual combinación de valoración del precio del Cargo por Confiabilidad y Precio de Escasez está asegurado el equilibrio del Ingreso Anual Requerido de la planta pico, $AC_E = \frac{FC}{cf} + VC$.
- Como se planteó en el documento ANDEG-001-2014, para mantener en equilibrio el ingreso anual requerido por capacidad de generación (ARR), tantos costos fijos como costos variables deben ser remunerados.
- Si el precio de ejercicio o precio de escasez $P_{\rm s}$ no es equivalente al costo variable de la planta que atiende la demanda en períodos pico o de escasez, es decir a la planta con el costo variable más alto del sistema, la política regulatoria no está resolviendo de fondo el problema de *missing money*, conduciendo con esta propuesta, en términos generales, a que se sustituya la incertidumbre de recuperar el costo fijo de la planta pico por la incertidumbre de recuperar el costo variable.
- En todo caso, el CXC establecido en Colombia no se puede asimilar a una opción financiera por dos razones fundamentales, entre otras:
- i) Dicha opción no se puede valorar adecuadamente con base en un precio

Comentarios ANDEG:

- Nuevamente la propuesta parte del supuesto errado que la actual combinación de valoración de Cargo por Confiabilidad y Precio de Escasez está asegurado el equilibrio del Ingreso Anual Requerido de la planta pico, $AC_E = \frac{FC}{cf} + VC$, cuando se ha evidenciado que hay un desequilibrio desde el inicio.
- Este nivel de precio mantiene los problemas existentes con la metodología vigente.
- Su aplicación en la crisis reciente mediante la Resolución CREG-178-15 dejó pérdidas acumuladas en el sector térmico de \$730 mil millones.

Propuesta ANDEG para modificar las alternativas 2 y 3 de la CREG:

Para cada una de las plantas térmicas del SIN, el operador del mercado calculara el costo variable con la información reportada de acuerdo con la Resolución CREG 139 de 2011, de la siguiente forma:

$$\begin{split} CV_m^{k_j} &= max\left[\left(CV_{m-1}^{k,diesel} \times HR_k\right) + COM_{m-1} + OCV, \left(CV_{m-1}^{k,JetFuel} \times HR_k\right) + COM_m \\ &+ OCV, \left(CV_{m-1}^{k,GNI} \times HR_k\right) + COM_m + OCV, \left(CV_{m-1}^{k,GND} \times HR_k\right) \\ &+ COM_m + OCV, \left(CV_{m-1}^{k,Carb\acute{o}n} \times HR_k\right) + COM_m + OCV\right] \end{split}$$
 Donde,



Pérdida (VoLL, Value of Lost Load). Dicho valor seria equivalente al primer escalón de racionamiento calculado por la UPME.

 $CV_m^{k_j}$, Costo variable de la planta térmica k en el mes m.

 $H\overline{R}_k$, Heat rate reportado por la planta k para el Cargo por Confiabilidad, aplicado a el combustible específico.

 $CV_{m-1}^{k,Diesel}$, costo calculado a partir del valor reportado de diesel (USD/MBTU) por la planta k de acuerdo con la Resolución CREG 034 de 2001.

 $CV_{m-1}^{k,JetFuel}$, costo calculado a partir del valor reportado de $jet\ fuel\ (USD/MBTU)$ por la planta k de acuerdo con la Resolución CREG 034 de 2001.

 $CV_{m-1}^{k,GNI}$, costo calculado a partir del valor de gas natural importado (USD/MBTU) reportado por la planta k de acuerdo con la Resolución CREG 034 de 2001.

 $CV_{m-1}^{k,GND}$, costo calculado a partir del valor del gas natural doméstico (USD/MBTU) reportado por la planta k de acuerdo con la Resolución CREG 034 de 2001.

 $CV_{m-1}^{k,Carb\acute{o}n}$, costo calculado a partir del valor del $carb\acute{o}n$ en (USD/MBTU) reportado por la planta k de acuerdo con la Resolución CREG 034 de 2001.

 COM_{m-1} , costos de operación y mantenimiento de la planta k OCV_{m-1} . Otros Costos Variables asociados al SIN del mes a facturar.

El operador del mercado, ordenará de menor a mayor los valores resultantes de aplicar la expresión matemática anterior a cada una de las plantas térmicas del sistema y definirá el precio de escasez como el valor más alto resultante del ordenamiento realizado. Es decir,

$$PE_m = \max_{CV_m^k} \left(CV_m^{k_1}, CV_m^{k_2}, \dots, CV_m^{k_j} \right)$$

Donde.

 PE_m , Precio de Escasez en el mes m

 CV_m^k , Costo variable de la planta térmica k.

Para la estimación del precio OCV se debe ajustar la forma de cálculo del AGC, con una metodología similar al cálculo del CERE, de carácter indicativo, toda vez que como se evidenció que en los períodos críticos recientes, este factor tiende a impactar la recuperación de los costos variables de la planta más costosa.

del subyacente que cumpla las condiciones de paseo aleatorio: dada la volatilidad del precio de bolsa (entre 2006 y 2016 la desviación estándar del precio de bolsa es de 91% de la media considerando los precios del pasado fenómeno de El Niño y de 52% sin considerarlo) y existe la posibilidad de que dicho precio no sea competitivo por la posibilidad de que se ejerza poder dominante en su formación¹⁸.

- ii) Dos o más opciones financieras valoradas en distintos momentos del tiempo y <u>con base en diferentes expectativas</u> de evolución del subyacente, no pueden tener el mismo precio de escasez.
- No está clara el criterio de despacho para el cumplimiento de las obligaciones de energía firme en el caso en que existan varios precios de escasez, incluso uno por planta.

-

¹⁸ Tal como lo han afirmado todos los panelistas invitados por la CREG al Panel realizado el pasado 5 a 7 de octubre de 2016.



2.5. Resolución CREG 252 de 2016

En el mes de enero de 2017, la CREG publicó para comentarios la Resolución CREG 252 de 2016, que está acompañado por el Documento CREG 156 de 2016. En términos generales, la Comisión plantea en el proyecto de Resolución los siguientes dos elementos:

1. A partir de la siguiente asignación de Obligaciones de Energía Firme, el precio de escasez que aplicará es el siguiente:

$$PE_m = NPE_m + OCV_m$$

Donde,

 PE_m : Precio de Escasez Total vigente para el mes m, expresado en COP/kWh

 NPE_m : el Nivel del Precio de Escasez vigente para el mes m, expresado en pesos por $\mathsf{COP/kWh}$

El NPE mes inicial (NPE_i) será de 135,00 USD/MWh y se actualizará mensualmente de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$NPE_{m} = NPE_{i} \times \frac{\text{Í}NDICE_{m-1}}{\text{Í}NDICE_{i-1}}$$

donde:

NPE_i: Nivel de Precio de Escasez para el mes inicial en USD/kWh

 $INDICE_{m-1}$: Promedio aritmético del precio promedio diario Platts Henry Hub de los últimos 30 días con datos a la fecha de cálculo.

 $INDICE_{i-1}$: Promedio aritmético del precio promedio diario Platts Henry Hub del mes anterior al mes inicial.

El valor de *NPE* se convertirá a COP/kWh con la TRM oficial del día en que se efectúe el cálculo, publicada por la Superintendencia Financiera.

 OCV_m : Suma de los siguientes costos variables asociadas al SIN calculados por el ASIC con la mejor información al momento del cálculo y expresado en pesos por kilovatio hora (COP/kWh):i) CEE, ii) FAZNI, iii) Aportes Ley 99 de 1993 y iv) el valor total del servicio de AGC del último mes con facturación dividido por la demanda de energía comercial nacional de este mes.

- 2. Una opción de precio de escasez para plantas térmicas existentes con OEFs asignadas con anterioridad, que operen con combustibles líquidos, bajo la siguientes condiciones:
 - a. El precio de escasez al que se remunera la energía comprometida en OEF de los generadores que se acojan a esta opción, corresponde a 135,00 USD/MWh.
 - b. Los índices aplicables son los siguientes:



 $INDICE_{m-1}$: 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. $INDICE_{i-1}$: Promedio aritmético del precio promedio diario Platts Gulf Coast Ultra-Low Sulfur No.2 Diesel del mes anterior al mes inicial.

c. El precio de Cargo por Confiabilidad que será pagado es de 13.61 USD/MWh.

La propuesta deja intacta la metodología de valoración vigente de precio de escasez y define una opción para la plantas de generación que operan con combustibles líquidos, que aumenta el precio de escasez pero disminuye el precio del cargo por confiabilidad. Lo anterior, está sustentado en un supuesto, no probado por la CREG y los consultores contratados por ésta, de una relación inversa entre el precio de escasez y el cargo por confiabilidad.

La definición de la pareja de cargo por confiabilidad (13.61 USD/MWh) y precio de escasez (135 USD/MWh) resulta de la aplicación de la función Constant Relative Risk Aversion (CRRA) como se presenta en la matriz contenida es esta sección, que es una nueva herramienta de análisis, no compatible con las metodologías de valoración de opciones financieras, que aduce la CREG utilizó en la estructuración del esquema de cargo por confiabilidad, y que tampoco fue utilizada por la CREG para la definición del mecanismo en la Resolución CREG 071 de 2006 y los valores iniciales de Costo del Entrante para las subastas de 2008 y 2011, ni del precio de escasez. Este modelo, como se presentará en la sección 3.3 de este documento, puede relacionarse con un esquema de teoría de seguros, sin embargo, del comportamiento matemático de ésta función no se puede concluir una relación inversa entre el precio de escasez y el cargo por confiabilidad.

A continuación, presentamos los principales argumentos de la CREG contenidos en el documento CREG 156 de 2016 que soporta la decisión contenida en la Resolución.

2.5.1. Sobre las motivaciones y argumentos

En la sección 2. Información General y 3. Definición del Problema, la CREG presentó en los antecedentes del Precio de Escasez, los cambios planteados en el documento CREG 120 de 2015, , que se convirtió en una nueva doctrina para la CREG, y que dista de la base conceptual presentado en documento CREG 085 de 2016 sobre el que se sustenta la Resolución CREG 071 de 2016, como a continuación se presenta:

- Teniendo en cuenta lo anterior, 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 otorga 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 debe entregar las OEF, así como el precio máximo al que se remunerara su energía en condición crítica.
- En respuesta a lo observado durante el Fenómeno de El Niño y los cambios esperados en la matriz energética nacional, en particular, la entrada de la planta de regasificación en



diciembre 2016; la cual permitirá la sustitución de combustibles líquidos por gas natural importado en la generación de energía eléctrica, la CREG definió una serie de alternativas para definir un nuevo precio de escasez, las cuales fueron publicadas en al Circular CREG 066 de 2016, en el documento CREG 088 de 2016...

- Teniendo en cuenta la anterior definición es preciso destacar que el precio de escasez tiene dos funciones dentro del mecanismo del CxC. La primera es definir la condición crítica y por ende hacer exigibles las OEF, es decir, tiene la función de disparador de las OEF... La segunda función del precio de escasez al que se define el precio máximo que los usuarios pagarán por la energía, en caso que se presente la condición crítica. En este sentido el precio de escasez tiene la función de establecer un techo al precio de la energía que se compra en el mercado y que reciben los generadores por la energía comprometida en las OEF.
- De esta forma, el CxC podría verse como una opción en donde se paga una prima por el derecho de compra y el vendedor adquiere la obligación de venta a un determinado valor (precio de escasez). Tanto el valor de la prima y el precio de escasez se acuerda antes de comprometerse a dicha opción. Por lo anterior, es posible señalar que el valor de la prima, que resulta de las pujas de los generadores en la subasta de CxC, depende entre otros factores, de la diferencia entre el precio de bolsa y el precio de escasez y la probabilidad que el primero supere al segundo.
- Retomando las funciones del precio de escasez en el CxC, con respecto a su función de disparador de las OEF, el precio de escasez debe indicar el nivel de precios al que es posible esperar que se estén despachando recursos de generación, que no se estarían utilizando en una condición de operación normal, o recursos que solo se utilizarían en momentos en que hay una estrechez de oferta, pues los recursos de bajos costos variables no pueden producir a sus niveles normales..
- Frente a la función del precio de escasez como precio máximo al que se remunera la energía, la determinación del precio de escasez resulta en una asignación de riesgos entre la demanda y los generadores.
- Desde la perspectiva de la oferta, el precio de escasez tiene dos implicaciones, la primera es que determina la probabilidad de que el mecanismo se active y por ende deban honrar sus OEF y en segundo lugar, es que limita las rentas que se podrían esperar en una condición crítica por la energía comprometida en la OEF.
- Lo anterior permite concluir 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 seria mayor (i.e. mayor probabilidad de que se active el mecanismo y menores rentas inframarginales) o al contrario, a mayor precio de escasez, menor prima, puesto que se reduce la probabilidad de que se requiera la energía de las OEF y se aumentan las rentas que se pueden obtener en una situación crítica. (Al respecto, ver el estudio de Diego Jara que se resume en la sección 7.2.4 y que fue radicado en la CREG con el número E-2016-012665)
- <u>La implementación del CxC y en particular, el techo al precio que determina el precio de escasez tiene una serie de implicaciones o externalidades en el mercado de energía mayorista. A continuación se listan dichas externalidades:</u>
 - Brinda un cubrimiento a la demanda a precios altos en la bolsa: Dado que la demanda paga una prima para cubrirse frente a condiciones críticas, la demanda obtiene una



cobertura de precio de bolsa, por lo que implícitamente se encuentra relacionado con los incentivos que tienen los comercializadores a contratar energía a mediano plazo.

- <u>Señal de eficiencia tecnológica</u>. 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.
- Mitigación del poder de mercado. En condiciones críticas todos los recursos de generación se vuelven indispensables, lo que puede conllevar a abusos de poder de mercado. Con el Precio de Escasez se mitiga el poder de mercado al establecer éste como el precio máximo al cual se remunera un generador que tiene OEF.

Posteriormente, en el documento se identifican los siguientes elementos que se utilizan para sustentar la propuesta contenida en la Resolución CREG 252 de 2016.

- …, el uso de los indicadores de los precios de los combustibles líquidos internacionales, en presencia de un precio nacional que no corresponde exactamente al nivel de paridad de importación, puede resultar en un precio de escasez que a pesar de usar referentes de mercados eficientes, no refleje la condición crítica cuando los generadores utilizan combustibles suministrados a nivel local. Lo anterior, sin mencionar que la diferencia entre estos precios resulta en un aumento del riesgo asociado al cumplimiento de las OEF, por parte de estos generadores.
- ..., se puede señalar que la entrada de la planta de regasificación y la disponibilidad de GNI para las plantas de generación de la Costa Atlántica constituye una reconfiguración de la matriz energética a partir de 2017, lo que por un lado permite una sustitución de combustibles líquidos y por otra, que la señal para activar la condición crítica, es decir, el precio de escasez, debería contemplar el uso de GNI en las plantas térmicas más ineficientes.
- Finalmente, el último elemento que define la problemática en torno al precio de escasez corresponde al hecho que una parte del parque generador tiene costos variable de operación superiores a dicho valor y por lo anterior, existe un riesgo de incumplimiento de las OEF en condición crítica.

En este sentido, se entiende que si bien en la prima del CxC se debe recoger el pago contingente de una situación crítica, de acuerdo con la deferencia existente entre el costo variable de cada planta y el precio de escasez, es preciso (Este párrafo está incompleto en el documento original.)

De acuerdo con la CREG, los objetivos que se persiguen con las propuestas y recomendaciones con respecto al precio de escasez son los siguientes:

- Formular un precio de escasez que indique una situación crítica con las nuevas condiciones del parque generador y permita una adecuada gestión del recurso hidráulico en condición crítica.
- Determinar un nivel de precio de escasez que brinde cobertura de precios extremos al usuario, pero que no genere desincentivos a la contratación en el mercado de contratos.
- Establecer un mecanismo que reduzca el riesgo que los generadores con altos costos variables incumplan las OEF.



• Definir un nivel de precio de escasez que incentive a los generadores a tomar decisiones de mejora de eficiencia tecnológica.

2.5.2. Sobre el análisis de las propuestas realizado por la CREG en el documento CREG 088 de 2016

En el documento CREG 156 de 2016 se presenta el siguiente análisis de cada una de las propuestas presentadas en el documento CREG 088 de 2016, que se resumen en la tabla siguiente.



Costo variable de la planta térmica

más costosa

Menú de contratos

Nivelación de Riesgo

Costo variable de generación con GNI

en la planta más ineficiente

Percentil 95 del histórico de precios

de bolsa

	Sobre esta propuesta la CREG menciona la siguiente:	Sobre esta propuesta la CREG menciona la siguiente:	Sobre esta propuesta la CREG menciona la siguiente:	Sobre esta propuesta la CREG menciona la siguiente:
	El cálculo del costo variable de esta alternativa, requeriría tener en cuenta los siguientes parámetros: Costo de gas natural del mercado en donde se importe el GNI Costos de licuefacción, transporte (gasoductos más buque de importación), costos de regasificación. Factor de conversión de MBTU a MWh de la planta más ineficiente	A modo de ejemplificar el nivel posible de precio de escasez que se encontraría bajo esta alternativa, se tendrán en cuenta los costos de combustible diésel oil y fuel oil reportado por los agentes a XM, los costos de operación y mantenimiento y otros costos variable, calculado de acuerdo con la Resolución CREG 034 de 2001. De acuerdo con el archivo de costo promedio de combustible de referencia más reciente y disponible en la régina de XM. (i.e. Noviembro de	Para la definición de las opciones se parte de la pareja, precio de escasez, prima de cargo por confiabilidad actual, es decir: 357 COP/kWh y 15,7 USD/MWh. A continuación, se supone una ventana de tiempo de cinco (5) años, de los cuales se activa el mecanismo por un período de seis (6) meses y se calcula el costo de la energía en dicho lapso de tiempo, es decir, el pago de la prima por las OEF más las compras de energía en bolsa.	La metodología de cálculo de esta alternativa tomaría la historia del precio de escasez vigente desde momento en que se realizó la asignación de OEF y se revisaría periódicamente si las variaciones que ha tenido, permiten concluir que el riesgo del agente ha aumentado. En caso de ser así, se definiría un P* tal que, nivele el riesgo inicial. Con el ánimo de ejemplificar el nivel
	que respaldaría sus OEF con GNI. De los costos mencionados anteriormente, los costos de operación y mantenimiento, así como otros costos variables, podrían ser estimados conforme a lo establecido en la Resolución CREG 034 de 2001 Con respecto a la información del factor de conversión de las plantas que	la página de XM (i.e., Noviembre de 2016), el costo en dólares del fuel oil y diésel oil es de 9.9 USD/MBTU y 17.8 USD/MBTU. Tabla 4, Resumen variables utilitzadas para el ejemplo del costo variable de la planta costosa con combustibles liquidos. Tabla 4, Resumen variables utilitzadas para el ejemplo del costo variable de la planta costosa con combustibles liquidos. Tabla 6, Resumen variables utilitzadas para el ejemplo del costo variable de la planta costosa con combustibles liquidos. Todas del 70 y Contegio costo del costo del resolución combustibles del contegio del costo	(se asume una exposición a bolsa de la demanda agregada del 20%) que se valoran con el precio de escasez en situación crítica. Para definirla segunda pareja del menú, la cual podrá ser seleccionada únicamente por los generadores térmicos con altos costos variables, se define un precio de ejercicio mayor al actual, por ejemplo el de la segunda	que se alcanzaría con esta alternativa, se realizará un ejercicio similar al que se llevó a cabo con la Resolución CREG 178 de 2015, suponiendo que la asignación de las OEF de la vigencia del 2016-2017 se realizó en diciembre de 2011. En consecuencia, la serie de precios de escasez utilizada para el ejercicio empieza en diciembre de 2011 y finaliza en noviembre de 2016.
	utilizarían GNI para respaldar sus OEF se tiene lo consignado en la Tabla 1, de lo que se puede inferir que el factor de conversión que se utilizaría seria el de las plantas de Termobarranquilla 3 o 4, que es igual a 11.80.	El cálculo del precio de escasez correspondiente a esta alternativa resulta en un valor cercano a los \$623 COP/kWh, que representa el costo de la plantas más ineficiente con uso de diésel oil como combustible, utilizando los precios reportados en Noviembre de 2016.	planta más ineficiente y se identifica la prima del cargo por confiabilidad que le significaría a la demanda, el mismo costo total de la energía calculado con la pareja inicial. En este último paso se puede suponer que la demanda es neutral o aversa al riesgo. Esto último significa que a la	La comparación esdisitica de los promedios de las dos muestras permite rechazar la hipótesis nula que establece que las dos medias son iguales. Ante este resultado, se calcula el mínimo nivel del promedio que debería tener la segunda muestra para poder aceptar la hipótesis nula, lo que implicaría que el riesgo asumido por
		, los costos variables de la térmica más costosa se alejan sustancialmente de las demás plantas en este	demanda le genera una menor utilidad estar expuesto a la variabilidad de los precios de bolsa, en particular a altos	los generadores a la hora de aceptar la OEF se mantuvo igual.



Tabla 2. Resumen variables utilizadas para el ejemplo del costo variable de la planta más ineficiente con CNN.

Valor

Costos del gase Sulfillos del uno de referencia del gas Honor de Contra del gas Honor de Referencia del gas Honor del gas Honor de Referencia definida en la Resolución CREG. 034 de la 16.35 COPANNº Inferencia definida en la Resolución CREG. 034 de la 16.35 COPANNº Inferencia definida en la Resolución CREG. 034 de la 16.35 COPANNº Inferencia definida en la Resolución CREG. 034 de la 16.35 COPANNº Inferencia definida en la Resolución CREG. 034 de la 16.35 COPANNº Inferencia definida en la Resolución CREG. 034 de la 16.35 COPANNº Inferencia definida en la Resolución CREG. 034 de la 16.35 COPANNº Inferencia definida en la Resolución CREG. 034 de la 16.35 COPANNº Inferencia definida en la Resolución CREG. 034 de la 16.35 COPANNº Inferencia definida en la Resolución CREG. 034 de la 16.35 COPANNº Inferencia definida en la Resolución CREG. 034 de la 16.35 COPANNº Inferencia definida en la Resolución CREG. 034 de la 16.35 COPANNº Inferencia definida en la 16.35

costos por participar en el mercado: CEE, FAZNI, Ley 99 de 1993 y AGC Eficiencia de la planta más ineficiente (MBTU/MWh) según los parámetros declarados en el Cargo por

Con esta información se encuentra un costo variable igual a 412.7 COP/KWh.

subconjunto es un precio de escasez igual al costo variable de la segunda planta más ineficiente, que de acuerdo con la información con la que cuenta la CREG sería Termocentro, cuyo costo variable utilizando la misma información del ejemplo anterior seria 484.3 COP/kWh, Si a este costo variable se le añade el impuesto a los combustibles líquidos se aumentaría en 7.87 COP/kWh, es decir quedaría igual a 492.2 COP/kWh.

precios de bolsa. Por lo anterior, entre mayor sea la aversión al riesgo de la demanda, menor será la prima del cargo que lo haría indiferente, frente al costo de la primera opción del menú.

Para determinar la prima en caso de aversión al riesgo se utiliza una función de utilidad con la aversión relativa el riesgo constante, por lo que también se conoce como la función de utilidad CRRA.

A modo ilustrativo, en la siguiente gráfica se presentan las posibles parejas, precio de escasez, prima del cargo por confiabilidad que se podrían construir a partir de la pareja actual (i.e., punto verde 15,7 USD/MWh y 357 COP/kWh) y utilizando como el segundo precio de escasez, el costo de la segunda planta más costosa del sistema, que correspondería el valor de 492.2 COP/kWh.

Ilustración 8: Combinación de alternativas precio de escasez

En la ilustración se presentan las primas ajustadas del cargo por confiabilidad que podría escoger los generadores con altos costos variables. Cada uno de los puntos presentados (i.e., puntos rojos) corresponde a un valor diferente de aversión al riesgo. El punto más a la derecha de la ilustración 13.64 USD/MWh representa el caso en el que la demanda es neutral al riesgo, mientras que el que se encuentra más a la

Tabla 5. Prueba para nivel el riesgo del generador.

	Muestra 1	Muestra 2
Media	501,12	334,35
Tamaño	36	24
Varianza	574,88	1.153,52
S	20120,80	26530,97
N		58

f	0,02	0,04
F	2301 a L	0,06
Varianza estadístico		55,85
Desv est estadístico Estadístico de prueba		7,47
		22,31
		486

A partir de la metodología de la Resolución CREG 178 de 2015 se encontró que el P* que mantendría el mismo riesgo para los generadores con altos costos variables sería 486 COP/kWh, si la asignación se hubiera realizado en diciembre de 2011.



izquierda (i.e. 13.61 USD/MWh) es el	
caso en el que la demanda tiene un	
coeficiente de aversión θ =0.2	
Teniendo en cuenta lo expuesto	
anteriormente, la propuesta del menú	
de contratos es la siguiente: La	
primera pareja corresponde a los	
valores actuales, es decir, el precio de	
escasez y la prima resultante de la	
última subasta, esta pareja opera para	
todos los generadores existentes que	
tengan un costo variable inferior al	
precio de escasez. Los generadores	
existentes con costos variables,	
superiores al precio de escasez podrá	
optar por el segundo contrato, el cual	
se define por un precio de ejercicio	
superior, el cual se define con el costo	
variable de segunda la planta térmica	
más ineficiente, que opera con diésel	
oil, y por una prima del cargo por	
confiabilidad ajustad de tal forma que	
en valor esperado, la demanda pague	
lo mismo.	
1.5 mone.	



2.5.3. Sobre el análisis de Impacto de la propuesta

Para el cálculo de análisis de impactos, la CREG plantea que el precio de escasez tiene dos funciones: indicar la condición crítica y por ende, definir el momento en que se deben entregar las OEF; y definir el valor máximo que recibirían los generadores y que pagarían los usuarios cuando se active el mecanismo de CxC.

El análisis de impacto de la CREG se sustenta en nuevos elementos conceptuales, que no fueron contemplados en la Resolución CREG 071 de 2016, como fue referenciado en las secciones 2.1., 2.2. y 2.4, y que cambia la doctrina jurídica del esquema de cargo por confiabilidad, en el sentido que indica que éste es una opción financiera, cuyas variables, precio de escasez y prima de cargo por confiabilidad tiene una relación inversa, que hasta éste punto de la discusión no ha sido probado mediante una relación funcional objetiva, es decir una función matemática por parte de la CREG. La CREG, por lo anterior, concluye lo siguiente:

"En el mercado de confiabilidad, un aumento en el precio de escasez, sin un ajuste en la prima del CxC, correspondería a un traslado de renta de los consumidores hacia los generadores. Lo anterior, como resultado que en condición crítica tendría que pagar mayores precios por la energía que compra en bolsa, es decir, los consumidores afrontan un riesgo mayor sin que ello implique una reducción en los ingresos del generador, ya que sería menos frecuente la activación en la condición crítica.

Por el contrario, si el incremento del precio de escasez se encuentra acompañado por una subasta y por ende una nueva prima del CxC, entonces sería posible esperar que bajo las condiciones actuales, se obtenga un menor precio de la prima. En este escenario, los usuarios estarían expuestos a mayores precios, pero se esperaría un menor pago del CxC, razón por la que los generadores recibirían menores ingresos.

En esta línea de argumentación, la CREG manifiesta que un precio de escasez más alto expone a la demanda a un mayor riesgo de precios de bolsa, razón por la que se incentivaría una mayor contratación por parte de la demanda y de otro lado, un precio de escasez más alto, además de que el consumidor este expuesto a mayores precios de bolsa, también implica que las OEF son exigibles con una mayor frecuencia. Sin embargo, esta innecesaria contradicción sólo implica que el mecanismo tiene un problema de diseño, pues en términos tanto de la IEA, el mercado de confiabilidad es un sub-mercado complementario del mercado mayorista de energía, que no debe afectar el normal funcionamiento del mercado de contratos de cubrimiento financiero ni el mercado de corto plazo y la decisión de exposición de los agentes en éste último. Como se verá en la sección 3. de este documento, los contratos en general no están correlacionados con el precio de escasez o con los precios techos de bolsa sino con la expectativa de precio spot de largo plazo.



Para probar lo anterior, se presentará información de los mercados de Nueva Inglaterra (NE-ISO) y PJM.

La inclusión del análisis del impacto de la modificación del precio de escasez en el mercado de contratos se sustenta en valorar el precio de indiferencia de una agente que revelaría sus preferencias sobre el nivel de exposición a bolsa y/o instrumentos de cobertura financiera. La CREG, en este sentido, considera que puede agregar las preferencias contractuales o el nivel de riesgo de todos los participantes del sistema y gestionarlo mediante contratos mediante la valoración de un punto de indiferencia, que resulta en un valor subjetivo cuando en el mercado existen expectativas condicionales.

De otro lado, el análisis con el cual se determina el nivel de precio de escasez al cual a la demanda le es indiferente quedar expuesta en bolsa o realizar contrataciones de energía, se sustenta en un modelo de análisis que no es de mercado. En particular, se resalta las características y críticas del uso del instrumento sobre el cual se fundamenta el análisis:

1. Los escenarios de precios de bolsa utilizados para este análisis son resultados de una simulación realizada por el operador del mercado con el software SDDP, el cual se caracteriza por ser un modelo de despacho hidrotérmico que utiliza técnicas de optimización estocástica para minimizar el costo de la operación (Modelo de despacho centralizado por costo diferente al practicado en Colombia, el cual es centralizado por ofertas). Específicamente, el modelo SDDP genera series sintéticas equiprobables de aportes hídricos a partir de un modelo Autorregresivo (AR) para la generación de energía de recursos hídricos. Los modelos AR se caracterizan por ser modelos de generación de series de tiempo basado en datos históricos, conforme se puede observar en la siguiente ecuación típica de un modelo AR:

$$X_t = \mu_t + \sum_{i=1}^p \varphi_i X_{t-i} + \varepsilon_t$$

Donde μ_t es el promedio histórico de aportes para el periodo t, ε ruido blanco generado e φ índices autorregresivos para el periodo t. Los valores de aportes generados para las primeras etapas se encuentran fuertemente influenciados por el elemento $\varphi_i X_{t-i}$. Cuanto más alejado de la primera etapa se está, la generación de aportes se acerca más al promedio histórico μ_t , dado que $\varphi_i X_{t-i}$ acaba tomando menos peso.

- 2. Lo anterior indica que un modelo AR basado en un histórico de aportes con series húmedas generará hacia adelante, en su gran mayoría, series sintéticas húmedas para el horizonte de estudio, lo cual conlleva a resultados de despacho predominantemente hidráulicos y por ende costos marginales de operación bajo para las N series simuladas.
- Otro factor importante a resaltar de los modelos AR es la estacionalidad con la que los periodos secos o de baja hidrología son generados. Históricamente se observa que los eventos de El Niño y La Niña tienen comportamientos cíclicos, reflejados correctamente



- por un modelo AR. Sin embargo, la intensidad de estos eventos para cada periodo no siempre es del mismo tamaño, factor que no es reflejado por este tipo de modelos.
- 4. Finalmente es posible concluir que no es correcto usar los resultados del modelo SDDP para estimar un precio de escasez de indiferencia como medición de su distorsión sobre el mercado de contratos, por las siguientes razones:
 - a. El modelo SDDP es modelo basado en un despacho centralizado por costos y no por precios, lo cual genera resultados alejados de la realidad del mercado;
 - El modelo AR utilizado por el SDDP para generar series sintéticas equiprobables de aportes hídricos generará, en la gran mayoría de veces, series húmedas hacia adelante debido a la naturaleza matemática del mismo, lo cual es no es consecuente con la historia de aportes del sistema colombiano;
 - La intensidad de los eventos críticos no es simulada de manera real en un modelo AR, por lo que los resultados de costo marginales de operación pueden no ser acordes a la realidad del mercado;
 - d. El modelo pondera igualitariamente cada uno de los escenarios, lo cual no es cierto ya que el próximo evento climatológico depende de la historia reciente, i.e., si recientemente el sistema ha venido de un evento niño, la probabilidad de tener un niño en el futuro próxima es baja, lo cual no considera el modelo AR del SDDP.

El modelo, resulta en un ejercicio de valoración sustentado en supuestos conceptualmente inadecuados, en la medida que se utiliza un modelo de despacho por costos y no por precio, no se valora las preferencias de los participantes del mercado en términos de riesgo y expectativas condicionadas y en ese sentido, como se sustenta en la teoría econométrica, puede generar resultados espurios. Finalmente, en la medida que el riesgo de precio que decide enfrentar un agente en el mercado no debería estar sustentado en el valor del precio de escasez, lo que si evidencia éste ejercicio es la existencia de un problema conceptual de fondo por parte de la CREG, que se traduce en el problema de diseño y que se explica así: un mercado complementario del mercado mayorista de energía como es el mercado de confiabilidad, termina siendo el esquema de referencia de la toma de decisiones de mediano plazo y corto plazo de los agentes, distorsionando los comportamientos de los agentes en detrimento de asignaciones eficientes.

Adicionalmente la Comisión, manifiesta, con base en la nueva doctrina sobre el alcance del esquema de cargo por confiabilidad, introducida a partir de la Resolución CREG 178 de 2016, que el precio de escasez es una valoración del riesgo que afrontan los generadores cuando son asignados con Obligaciones de Energía en Firme, al afirmar lo siguiente,

Cualquier cambio del precio de escasez que afecte las OEF actuales, sin ajuste en la prima del CxC, implica una reducción neta en el riesgo que afrontan los generadores y que se traslada a los consumidores. Por el contrario, una alternativa como la del menú de contratos en la que hay un ajuste en la prima ante un incremento en el precio de escasez, el generador



tendría la opción de reducir el riesgo que asume al participar en el CxC, pero en contrapartida recibiría un menor ingreso por la confiabilidad que otorga el sistema.

Y resulta contradictorio, que a continuación se realice la siguiente afirmación,

De otro lado, se puede esperar que un incremento del precio de escasez haría que en período crítico se aumenten los ingresos esperados de los generadores y en general las rentas inframarginales, con el que en consecuencia, hay incentivos para cumplir la energía comprometida en las OEF.

Lo anterior confirma, por parte de la CREG, que los incentivos económicos vigentes, asociados al precio de escasez son insuficientes y, por lo tanto, la indisponibilidad de las plantas de generación durante el fenómeno de El Niño respondió a la ausencia de incentivos económicos, lo que derivó en un riesgo de confiabilidad en el sistema.

2.5.4. Sobre la evaluación de alternativas y la definición del precio de escasez

En línea con los criterios definidos por la CREG en el documento, que incluyen nuevos elementos criterios en el esquema, como se ha insistido en el documento concluye lo siguiente:

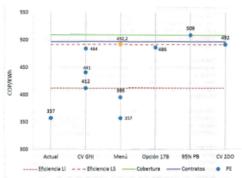


Ilustración 17. Criterios de evaluación para determinar el precio de escasez

Con respecto el criterio de indicador de situación crítica, como se mencionó anteriormente, el costo variable de la térmicas más ineficiente que utilice GNI es el indicador adecuado para reflejar la condición crítica, dada la entrada de la plata de regasificación. Por lo anterior, se puede decir que las alternativas que definan un precio de escasez inferior a dicho costo variable, no reflejarían de forma adecuada esta situación.

Con relación al criterio de cobertura para la demanda se tiene que los precios de escasez que superen el límite por la primera alternativa (i.e. percentil 95% de los precios de bolsa) no cumplirían con este criterio. En la ilustración 9 se tiene que los precios de escasez superiores a la línea verde no darían cobertura al usuario (i.e. costo variable de la térmica más costosa).



Teniendo en cuenta el criterio de eficiencia tecnológica se puede decir que no 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 diésel oil. Este rango se presenta en la anterior ilustración con las líneas rojas. A medida que el precio de escasez se aleja del límite superior se sacrificaría en este criterio.

Finalmente, el límite que se identificó como el nivel de precio de escasez que no intervendría en el mercado de contratos fue de \$97 COP/kWh. Teniendo en cuenta estos criterios se encuentran dentro del rango de 411 a 509 COP/kWh son aquellos que cumplen con los criterios establecidos. Los valores que se encuentran en este rango reflejan el balance entre la necesidad de cobertura tanto en energía como en precio para la demanda, en condición crítica y los incentivos necesarios para que los generadores honren sus OEF en el momento que sean requeridas.

La CREG propone que el nuevo precio de escasez sea de 492.2 COP/kWh puesto que con este nivel de precio de escasez sigue existiendo una señal de eficiencia para que las plantas de altos costos variables realicen mejoras que les permita ser competitivas en el mercado de competitividad y no desincentivaría la firma de contratos bilaterales a plazo entre comercializadores y generadores.

La CREG, con los criterios de valoración presentados anteriormente, concluye que un precio de escasez de 492.2¹⁹ COP/kWh resuelve la ausencia de incentivos económicos que llevo a la decisión racional de varias compañías de generación a declararse indisponibles o solicitar la urgente intervención gubernamental para evitar una condición de insolvencia al tener márgenes operacionales negativos sin un límite determinado durante el evento de El Niño 2015 – 2016.

Como se presenta en la sección 3., y como ha sido y es consciente la CREG en los documentos presentados previamente, existen plantas de generación que, ante la presencia de la condición crítica, se enfrentarán a márgenes operativos negativos, que afectarían los índices de insolvencia y liquidez, lo que, en el corto plazo, como fue evidente en 2015, afectará su calificación como sujeto de crédito, reduciendo cualquier capacidad de gestión financiera y así la bancarrota. La CREG en el documento CREG 047 de 2007, identificó en simulaciones realizadas con plantas que utilizan diésel como combustible secundario, que estas entrarían en *default* después de operar tres (3) meses con este combustible, y como fue evidente en el año 2015, el continuo de la política regulatoria, de la inacción por parte de la CREG, sustentado en el argumento de una relación funcional inversa entre el precio del cargo por confiabilidad y el precio de escasez, que no ha sido probada por esta

¹⁹ 164 USD/MWh valorado con una tasa de cambio de 3,000 COP/USD, de acuerdo al pie de página 23 del documento CREG 156 de 2016.



entidad o los consultores contratados para este fin, indujo e inducirá a un nuevo evento donde la confiabilidad del sistema se verá en riesgo y donde la confianza del mercado se verá erosionada nuevamente.

La CREG, de nuevo, como se evidencia del trazo histórico presentado en esta sección, acudirá a nuevas teorías y nuevas doctrinas sobre el alcance del esquema de cargo por confiabilidad, como el cambio presentado con la Resolución CREG 178 de 2016, donde el esquema pasó de ser un instrumento de valoración del *missing money* requerido para remunerar las plantas pico del sistema y así gestionar la aversión de riesgo del sistema (o social, si se quiere) de un evento de racionamiento, por una valoración privada, del riesgo financiero que enfrenta un generador cuando le son asignadas Obligaciones de Energía Firme. Así se contratará nuevos consultores, que, con información incompleta, concluirán la razonabilidad de la interpretación de la CREG, aunque inconsistente con la teoría económica y las mejores prácticas identificadas en mercados desarrollados internacionales, sobre el cual el esquema de cargo por confiabilidad construyó su base conceptual.

Lo anterior, evidencia una mala práctica regulatoria que es proclive a la destrucción del valor intrínseco de las compañías vía intervención regulatoria, sin un claro límite en el ordenamiento jurídico colombiano, que como en el caso del *Hope Decision* promulgado por la Corte de Apelaciones de Estados Unidos, delimite la intervención regulatoria en la fijación de tarifas sobre propiedad privada regulada. En el *Hope Decision*, se estableció que el alcance de los criterios de las tarifas, en el sentido que estas debían ser justas y razonables ("fair and reasonable") implicaba que los costos en los que se incurre en la prestación del servicio deben ser remunerados en su totalidad y adicionalmente debe remunerarse el costo de oportunidad del capital de los inversionistas en comparación con actividades del mismo riesgo. En la sección 3.5 de éste documento se presentará, como actúa la regulación, en la práctica, para asegurar que las tarifas sean justas y razonables, tomando como ejemplo la Orden No. 831 de 2016, expedida recientemente, y por medio del cual la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) de Estados Unidos, modificó los precios techo de oferta (offer caps) en los mercados organizados de energía eléctrica, después de analizar la experiencia del *polar vortex* ocurrido en 2014 y que impactó la confiabilidad de los sistemas.

La ausencia de jurisprudencia para limitar la acción de las agencias regulatorias, revela la inseguridad jurídica a la que están sujeto los inversionistas en Colombia, lo que para el debate de competitividad pareciera que resulta irrelevante en la política pública, a pesar que dentro del marco de análisis sobre competitividad, que presenta Michael Porter²⁰, los fundamentos

²⁰ Porter, Michael E., Building the Microeconomic Foundations of Prosperity: Finding from the Business Competitiveness Index, In The Global Competitiveness Report 2003-2004, edited by Michael E. Porter, Klauss Schwab, and Xavier Sala-i-Martin, 29-56. Oxford University Press, 2004.



microeconómicos de la productividad, sobre los cuales se sostiene la competitividad, exige la existencia un contexto y reglas que incentive la inversión y la mejora sostenida.

En teoría, la Ley 143 de 1994, establece en los criterios de las tarifas que se debe garantizar la suficiencia financiera, la eficiencia económica, la neutralidad, la transparencia y la solidaridad y redistribución, sin exigir la priorización de ninguno de los anteriores. Sin embargo, es abierto el objetivo específico de la CREG, para que algunas compañías de generación no reciban tarifas, que en el contexto de Estados Unidos serían justas y razonables, sino que las conduzca a la quiebra, sustentado en un artificio conceptual insostenible y no probado.

No es posible aplicar una comparación de tarifas de energía eléctrica, con potenciales competidores, como la industria en Estados Unidos, cuando el marco institucional y jurídico no protege los inversionistas, ni la remuneración de la propiedad privada regulada. No es posible argumentar, que los resultados del mercado son ineficientes cuando es el mismo marco institucional el que trae riesgos regulatorios que deben ser descontados por los inversionistas y por tanto, incide en las tarifas finales de los usuarios.

Adicional al riesgo a los inversionistas, presentado anteriormente, la Comisión asume que el gas natural importado, es el precio referente para la valoración del precio de escasez, reduciendo la flexibilidad del sistema eléctrico, para afrontar disrupciones del suministro de este combustible, y dejando en la incertidumbre lo que pueda ocurrir ante un cambio en los mercados internacionales, que reducirían la confiabilidad del sistema eléctrico. Lo anterior, como se evidencia en el polar vortex de Estados Unidos, es una visión reduccionista y conceptualmente equivocada, del propósito central de los mecanismos de capacidad, como instrumentos creados para mitigar los riesgos que se enfrentan ante eventos climáticos extremos y más, de acuerdo a la nueva visión de la CREG, como un instrumento que juega y tiene atributos para mejorar los mercados de cubrimiento financiero y de corto plazo. La experiencia de los mercados eléctricos de Estados Unidos, evidencia, que la dualidad de las plantas permite aumentar la flexibilidad del sistema ante eventos adversos en el suministro o transporte de cualquiera de los combustibles que utilizan las plantas de generación y aumenta así, la resiliencia y confiabilidad del sistema eléctrico. En Colombia también se ha tenido experiencia, por la salida de un activo de transporte de gas, como consecuencia del fenómeno de La Niña, que puso en riesgo la atención de la demanda eléctrica en la costa caribe. La salida de un tramo del sistema de transporte de gas natural de la Costa Atlántica, redujo la oferta de las plantas que operan con gas natural y sirven para la estabilidad de esta área operativa mediante generaciones de seguridad, y fueron sustituidas parcialmente por la operación de plantas con diésel, evitando la no atención de la demanda de manera extensiva.

En el mercado colombiano, existen varias plantas duales, que operan con combustible líquidos y que, ante eventos extremos, deben habilitarse para operar y no limitarse su disponibilidad en el mercado, por la definición de incentivos económicos equivocados. El sustento del precio de



escasez (o el costo de racionamiento, en 1991) como una opción de costo del sistema y no como una medida del riesgo que el sistema enfrenta ante eventos extremos, como lo infirió la Corte Suprema de Justicia en su momento, ha sido la razón por la cual el sistema eléctrico colombiano enfrentó el racionamiento durante el fenómeno de El Niño de 1991-1992 y estuvo ad-portas de un racionamiento en el evento 2015-2016.

En la siguiente sección, se presentará los cambios de doctrina por parte de la CREG sobre el esquema de Cargo por Confiabilidad y el Precio de Escasez durante el período 2006 – 2016, que complementa el análisis de inconsistencia regulatoria que se presentó en el Documento ANDEG-001-2014.

3. Marco Teórico y Análisis

En esta sección del documento se presentará el marco conceptual sobre el cual se sostiene que no existe una relación inversa entre el precio de escasez y el cargo por confiabilidad, variables que fueron estimadas independientemente. como se evidenció en el documento ANDEG-001 de 2014, y por lo tanto, no afecta la valoración de los agentes que participaron en las subastas de asignación, en la medida que el cierre financiero de dichos proyectos está asociado a la materialización de rentas inframarginales, que contribuyen a remunerar los costos fijos y de capital de los proyectos. En esa medida, la valoración del cargo por confiabilidad es función, entre otras variables del precio promedio de bolsa, y no de los precios que puedan presentarse en evento críticos, lo que haría demasiado optimista dicha valoración. Adicionalmente, dentro de la teoría de subastas no es una estrategia óptima de un agente que participa en una subasta, ofertar la verdadera información que tiene del bien. Existe información privada, adicional a las variables discutidas, que inciden en la valoración con la que los agentes participan una subasta, cuya limitación a dos variables, no correspondería a una estrategia óptima en un juego dinámico, como es la subasta de reloj descendente, cuyo propósito esencial es que los participantes modifiquen su valoración del bien, de acuerdo con la información obtenida en cada ronda de la subasta.

3.1 ¿En qué medida el Precio del Cargo por Confiabilidad y el Precio de Escasez están relacionados?: Conceptos y Análisis

En el documento ANDEG-001-2014 se presentó el siguiente análisis sobre los fundamentos de valoración del cargo por confiabilidad y el precio de escasez

3.1.1 Algunos elementos básicos

"De acuerdo con Steven Stoft²¹, el costo overnight²² captura el costo fijo de generación, y el costo del combustible por unidad de producto captura el costo variable²³. El costo fijo es un flujo

²¹ Ver más en Steven Stoft, Power System Economics, IEEE Press, 2000, Página 33.



constate que cuando se adiciona al costo variable es equivalente al requerimiento anual de ingreso por kW de capacidad de generación (ARR, por sus siglas en inglés). El ARR se puede expresar como,

$$ARR = FC + (cf \times VC) \tag{1}$$

Donde,

ARR, Requerimiento Anual de Ingreso por kW de Capacidad de Generación

FC, Costo Fijo en \$/kWy

cf, Factor de capacidad²⁴ (%)

VC, Costo Variable en (\$/kWy)

En general, la expresión anterior es equivalente al costo promedio por utilizar la capacidad de la planta (AC_K) con un factor de capacidad cf. De otro lado, el costo promedio de la energía es resultado de la siguiente expresión.

$$AC_E = \frac{FC}{cf} + VC \tag{2}$$

 AC_E , Costo medio de la energía en \$/MWh

FC, Costo Fijo en \$/MWh

VC, Costo Variable en \$/MWh

La valoración del componente de costo fijo en la anterior expresión es el costo overnight amortizado a lo largo del ciclo de vida de la planta,

$$AC_{E} = \frac{\frac{OC(1+r)^{T}r}{(1+r)^{T}-1}}{\frac{8.76}{cf}} + VC$$
 (3)

Donde,

OC, Costo Overnight en \$/kW

r, Tasa de descuento

T, Ciclo de vida de la planta

²² De acuerdo con Steven Stoft, "In economic terms, this is the present value cost of the plant, it would have to be paid as a lump sum up front to pay completely for its construction."

²³ For simplicidad se discute solo el costo del combustible. Los costos de operación y mantenimiento forman parte adicional del costo variable.

²⁴ El factor de capacidad (factor de planta) es el resultado de dividir la generación real de un año entre la generación potencial de una planta (Capacidad Efectiva Neta multiplicado por 8.760).



De acuerdo con Stoft, tanto AC_E como AC_K pueden ser utilizados para comparar el costo de la energía pico con el valor de demanda pérdida (Value of Lost Load, por su nombre en inglés). Para efecto de la discusión y valoración que se presentará a continuación se utilizará el concepto de AC_E que resulta relevante para la valoración del precio de escasez.

3.1.2 Inversión, precios y la propuesta regulatoria para resolver el "Missing Money"

La función de beneficios de corto plazo de una planta de generación, de acuerdo con lo definido en la sección anterior puede expresarse como,

$$\pi = (p \times E) - VC \tag{4}$$

Donde,

p, precio de la energía en el mercado

E, cantidad de energía vendida

La función de beneficios de corto plazo permite identificar dos elementos fundamentales en los incentivos para la inversión en capacidad de generación en un mercado eléctrico. De un lado, el excedente que resulta de la diferencia entre ingreso y costos variables totales tiene como propósito recuperar los costos fijos de una planta de generación, entendido como el costo *overnight* amortizado de la planta. Es decir, un generador recupera sus costos fijos únicamente cuando el precio es mayor que el costo variable. Stoft²⁵ define lo anterior como *Price Spike*,

The (aggregate) price spike is the section of the market's price duration curve above the average variable cost of the most expensive-to-run, but still investment – worthy, peak – load generator.

Por lo anterior, los generadores que atienden la demanda de energía de períodos pico o críticos, deben recuperar los costos fijos a partir de las rentas inframarginales derivadas de la realización de *Price Spikes* en el mercado. Como es explícito de la definición citada, esta condición no compromete de ninguna manera la recuperación del costo variable de la planta más costosa que atiende la demanda de energía en períodos picos o críticos, pues de lo contrario, comprometería la recuperación de la inversión.

De otro lado, el valor presente del ingreso derivado por los *Price Spikes* de una planta pico es equivalente al costo fijo de la planta pico, es decir,

$$FC_{neak} = R_{snike}$$
 (5)

²⁵ Ver más en Steven Stoft, Power System Economics, IEEE Press, 2000, Página 128.



Donde,

 R_{spike} , es el Price – Spike Revenue²⁶.

El Price – Spike Revenue, R_{spike} , depende en gran medida de las características institucionales de la formación del precio en el mercado y en particular, del grado de incertidumbre en la realización de los Price – Spike necesarios para la remuneración de los costos fijos, que como se ha presentado contiene explícitamente el valor de la inversión y la remuneración del costo de capital.

Paul J. Joskow en el documento *Competitive Electricity Markets and Investment in New Generating Capacity*²⁷, identifica como una de las principales imperfecciones del mercado la existencia de restricciones institucionales. Dichas restricciones buscan mantener el precio de la energía en niveles bajos respecto a los niveles de eficiencia durante las horas en las cuáles deberían proveer ingresos para remunerar el costo de capital de las generadoras:

..., there are a number of market imperfections and institutional constraints that have the effect of keeping wholesale prices for energy and operating reserves below their efficient levels during hours when prices should be very high and provide net revenues to contribute to the capital costs of generating facilities.

Peter Cramton y Steven Stoft en el documento *The Convergence of Market Designs for Adequate Generating Capacity with Special Attention to the CAISO's Resource Adequacy Problem, A White Paper for the Electricity Oversight Board* identifican como el principal problema de la oferta adecuada de capacidad de generación el *missing money*. Este problema, de acuerdo con los autores se presenta cuando la capacidad de generación es adecuada y genera precios de electricidad muy bajos para remunerar los costos fijos derivados de dicha capacidad instalada. En particular, la presencia de price caps, cuya función es mitigar el riesgo de ejercicio de poder de mercado, resultan muy bajos para la remuneración total de la inversión en capacidad²⁸.

Para Joskow²⁹ la razón del problema de *missing money* es que los precios no se incrementan lo suficiente durante las horas de escasez de tal manera que se obtengan las quasi-rentas adecuadas para cubrir los costos de capital de inversión de un portafolio eficiente de capacidad de generación.

²⁶ Stoft define el Price – Spike Revenue cómo "The area of the price spike is the price-spike revenue. It is the average hourly scarcity rent that would be earned by the most expensive investment-worthy peaker during the year in question."

Ver más en Paul J. Joskow, Competitive Electricity Markets and Investment in New Generating Capacity, MIT Center for Energy and Environmental Policy Research, 06 – 009 WP, Abril de 2006.

²⁸ Ver más en Peter Cramton y Steven Stoft, The Convergence of Market Designs for Adequate Generating Capacity, Abril 25 de 2006. Página 48.

²⁹ Ver más en Joskow, Competitive Electricity Markets and Investment in New Generating Capacity



La solución planteada por Cramton y Stoft se centra en tres puntos fundamentalmente:

- Recuperar la formación de precios de energía eléctrica para que revele sin distorsiones las condiciones de escasez,
- ii. Cubrir la demanda de los precios spot altos mediante Opciones Call (en el cual el precio de ejercicio funciona como *price cap* al ejercicio de la opción), e
- Implementar un mercado de capacidad forward para la compra de un nivel objetivo de energía.

De esta recomendación de política regulatoria, se destacan varios elementos de valoración de la opción *Call*, en la que tanto Cramton y Stoft y Joskow coinciden y cuyos resultados no distan de lo contenido en la sección 3.1 de este documento.

Tanto Cramton y Stoft, así como Joskow coinciden en que el valor de la prima de la *opción call* corresponde al costo overnight amortizado anualmente de una planta pico, es decir, FC_{peak} .

Cramton y Stoft lo plantean en términos de valor del multiplicador que deben tener los precios spot del mercado, con el propósito de pagar los costos fijos de la planta neto del costo variable de la planta pico, VC_{peaker} .

The second task is to estimate the annualized fixed cost of the Benchmark peaker. Supposed that is $FC_{peaker} = \$80,000/MW$. This indicates prices need to be roughly four times higher to induce investment up to the level of adequate capacity.

To cover FC_{peaker} , scarcity revenues need to be multiplied by $M = FC_{peaker} / SR = 4$. To accomplish this, every point on the energy-demand curve, above the variable cost of a peaker, VC_{peaker} , which is also the call-option's strike price, P_S , should be scaled up by M.

Joskow plantea la idea de la siguiente forma,

..., in equilibrium the market clearing price (P_c) for generating capacity should equal the capital costs of a peaker (P_k) less the quasi-rents that a peaker would expect to earn (R_p) in the energy market or $P_c = P_k - E[R_p]$ adjusted for expected forced outage rates and associated penalties.

This solves the missing problem since the capacity price essentially acts as a safety valve to fill the gap between the capital costs of a peaker and the quasi-rents that a peaker expects to earn in the energy and operating reserves markets."



En la medida que la valoración del precio de capacidad propuesta tanto por Cramton, Stoft, y Joskow está fundamentado en el costo overnight amortizado anualmente de una planta pico, a continuación, se desarrolla los elementos de dicha valoración, fundamentados en varios de los elementos planteados en el Documento ANDEG-001-2014 que se citaron en los párrafos anteriores. Joskow (2006) fundamentalmente plantea la siguiente valoración del precio del cargo por confiabilidad:

$$P_{C \times C} = FC_{peaker} - E[R_p] \tag{6}$$

Donde,

 FC_{peaker} , costo overnight amortizado anualmente de una planta pico

 $E[R_p]$, valor anualizado del valor presente esperado de las rentas inframarginales.

Para estimar el valor anualizado de las rentas inframarginales, se calcula el valor presente de rentas inframarginales a lo largo del ciclo de vida de la planta. Las rentas inframarginales se calculan de acuerdo con la siguiente expresión,

$$\frac{E[p_t^{spot}]}{(1+r)^t} - \frac{E[p_t^{oferta}]}{(1+r)^t} \tag{7}$$

Donde,

 $E[p_{\scriptscriptstyle t}^{\, spot}]$, valor esperado del precio spot en el período t

 $E[p_t^{oferta}]$, valor esperado del precio de oferta en el período t

r, Tasa de descuento

t, período

Agregando para todos los períodos del ciclo de vida de la planta se obtiene la siguiente expresión,

$$\begin{split} VP\left[E\left[R_{p}\right]\right] &= E\left[p_{0}^{spot} - p_{0}^{oferta}\right] + E\left[\frac{\left(p_{1}^{spot} - p_{1}^{oferta}\right)}{(1+r)^{1}}\right] + \dots + E\left[\frac{\left(p_{T-k}^{spot} - p_{T-k}^{oferta}\right)}{(1+r)^{T-k}}\right] + \dots \\ &+ E\left[\frac{\left(p_{T}^{spot} - p_{T}^{oferta}\right)}{(1+r)^{T}}\right] = \sum_{t=1}^{T} E\left[\frac{p_{t}^{spot} - p_{t}^{oferta}}{(1+r)^{t}}\right] \end{split} \tag{8}$$

De la expresión 8, se evidencia que la variable fundamental para la estimación de las rentas inframarginales es el valor esperado del precio de bolsa. El valor esperado del precio spot en el período t corresponde a la estimación de la curva de precios horarios en la bolsa de energía y la probabilidad de ocurrencia del precio p_s^{spot} . El concepto anterior se puede expresar de acuerdo con la siguiente ecuación,



$$\overline{p^{spot}} = E[p_{t-k}^{spot}] = \sum_{s=1}^{S} [p_s^{spot} \times Prob(p_s^{spot} \le p_{s+1}^{spot})]$$
(9)

Donde,

 $\mathbb{E} ig[p_{t-k}^{spot} ig]$, Valor esperado del precio de la energía en el mercado spot.

 p_s^{spot} , valor proyectado del precio de la energía en el mercado spot.

 $Prob(p_{s-1}^{spot} \le p_s^{spot})$, probabilidad de ocurrencia del precio p_s^{spot} en el mercado spot.

Tomando las ecuaciones (1), (3), (8) y (9) se obtiene la siguiente expresión:

$$P_{C \times C} = \left[\frac{\frac{OC_{peaker}(1+r)^{T}r}{(1+r)^{T}-1}}{\frac{8.76}{cf}} \right] - \left\{ \sum_{t=1}^{T} E\left[\frac{\overline{p^{spot}} - p_{t}^{oferta}}{(1+r)^{t}} \right] \times \frac{(1+r)^{T}r}{\frac{(1+r)^{T}-1}{8.76}} \right\}$$
(8)

De la expresión anterior (8), se pueden derivar las siguientes conclusiones:

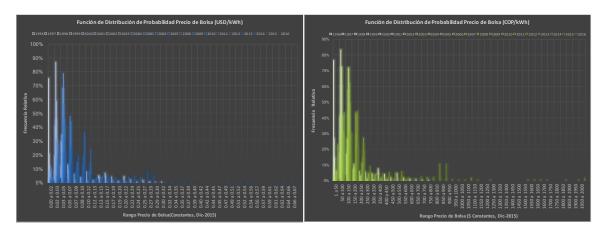
- La valoración del precio de cargo por confiabilidad no corresponde conceptualmente a la valoración de una opción call, tal y como fue el concepto planteado por la Comisión en el documento CREG 085 de 2006. El pilar fundamental del precio del cargo por confiabilidad de acuerdo con Cramton y Stoft (2006) y Joskow (2006) es el costo overnight amortizado a lo largo del ciclo de vida de una planta peaker.
- 2. Joskow ajusta el valor del precio del cargo por confiabilidad con el valor esperado de las rentas inframarginales, es decir, el precio del cargo por confiabilidad es el costo overnight amortizado de la planta pico neto de rentas inframarginales.
- 3. Como se presenta en la ecuación (8) el valor esperado del precio spot $\overline{p^{spot}}$ es el único valor al que se le puede atribuir una correlación con la valoración del precio del cargo por confiabilidad. Lo anterior, evidencia, como no ha sido demostrado por la CREG, que el precio de escasez y el precio de cargo por confiabilidad no tienen correlación alguna.
- 4. Los gráficos siguientes presentan la función de distribución de probabilidad del precio de bolsa para el período 1996 2016, en precios constantes (COP y USD) de diciembre de 2015. Si un agente evaluaba un proyecto de generación para participar en la primera subasta de cargo por confiabilidad, como mínimo buscaría conocer el precio promedio de bolsa 10 años antes (1997-2007) y la desviación estándar de este valor para estimación de escenarios del flujo de rentas inframarginales. Para el período 1997-2006 el precio promedio de bolsa (COP constantes, dic-2015) fue de 136.36 COP/kWh y una desviación estándar 32.19 COP/kWh. En dólares constantes de diciembre de 2015, el precio promedio del precio de bolsa para el período 1997-2006 fue de USD¢ 4.29/kWh*, con una desviación estándar de USD¢ 0.78/kWh*. De otro lado, si un agente realizaba el mismo ejercicio para para participar en la subasta de 2011, tomando una ventana de tiempo de 10 años, es decir, el período 2000-2010, encontraría que el valor del precio de bolsa (COP constantes, dic-2015) fue de \$143.56 y una desviación estándar de 25.1% COP/kWh. En dólares



constantes de diciembre de 2015, el precio promedio de bolsa para el mismo período fue de USD¢ 5.1/kWh* con una desviación estándar de USD¢ 1.4/kWh*.

De la función de distribución de frecuencia relativa, se puede inferir que para el período 1997 - 2006, el 95% de los precios de bolsa horarios se encuentran por debajo de los valores de precio de escasez efectivos para el período 2006 – 2016. Es decir, que, con la información de este período, se puede inferir que la probabilidad de ocurrencia de precios iguales o mayores a alguno de los precios de escasez efectivos es de 5%. Es decir, si un inversionista, es conservador, estimaría rentas inframarginales a partir del precio promedio estimado en el percentil 95. En los años 1997 y 1998, los precios de bolsa horarios que estaban por debajo del precio de escasez se ubicaron en el percentil 72 y 81, respectivamente. Lo anterior, para un inversionista que busca valorar el flujo de rentas inframarginales asociado a un proyecto representa un escenario que no es el promedio del período analizado.

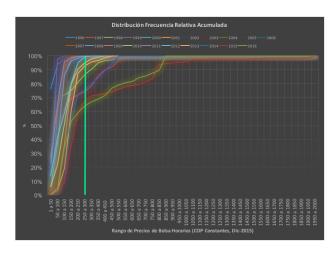
Si se hace el mismo ejercicio, para el período 2001-2010, se puede inferir que para el período 2001 – 2010, el 98% de los precios de bolsa horarios se encuentran por debajo de los valores de precio de escasez efectivos para el período 2006 – 2016. Es decir, un inversionista podría valorar el flujo de rentas inframarginales a partir del promedio de precio de bolsa horario en el percentil 98. Para este período los precios de bolsa horarios se encuentran mínimo en el percentil 90 cuando se compara con alguno de los valores del precio de escasez efectivo.



Lo anterior evidencia, que cualquier inversionista participante en alguna de las subastas de cargo por confiabilidad, que haya realizado un análisis prospectivo del precio de bolsa, de acuerdo a la función de distribución de frecuencia relativa del precio de bolsa horario, podía basar su decisión de inversión, tomando marginalmente en consideración que el precio de bolsa horario superara el precio de escasez, o que la probabilidad de ocurrencia de éste, en promedio no sería superior al 5%, por ejemplo. En el gráfico de distribución de frecuencia relativa acumulada que se presenta a continuación, se evidencia que, excepto



para los años 1997, 1998, 2014, 2015 y 2016, los precios de bolsa se ubican en el percentil 90, en promedio, por debajo de los valores de precio de escasez que han regido en los último 20 años. Esto es coherente con la teoría de mercados eléctricos que explica Stoft (2002), Cramton (2006) y Joskow (2006) en el sentido que los precios del mercado son mayoritariamente bajos y, por lo anterior, se presenta el problema de *missing money*, es decir, que, bajo condiciones normales de operación del mercado, los ingresos no cubren los costos fijos y de capital.



Las rentas inframarginales estimadas por la ocurrencia de un evento que puede suceder con una baja probabilidad, juega en la valoración de las rentas inframarginales, pero no es la variable de decisión de un inversionista. Un inversionista que estructure un proyecto de generación, adicionalmente, al muy básico ejercicio presentado anteriormente, incluiría en el análisis para estimar los precios futuros de bolsa, el crecimiento de la demanda, el efecto en el mercado de la entrada de nuevos proyectos de generación y transmisión, el impacto de las subastas de plantas cuyo período de construcción supera el período de planeación (subastas GPPS), el costo de oportunidad de combustibles en el futuro, entre otros. De hecho, el comportamiento del precio de escasez, con la metodología actual, al estar principalmente valorado con el precio de un combustible, es por sí solo, fuente de incertidumbre en la valoración del proyecto. Como se presentó en el documento ANDEG-001-2014, los fundamentales del marcador de referencia, Platts Fuel Oil No.6 1%, cambiaron en 2014, por efecto de la regulación de la Agencia Ambiental de Estados Unidos (EPA, por su nombre en inglés), y en esa medida la valoración de mercado se desacoplo del precio del petróleo y así de los precios de los demás combustibles líquidos.

5. De la expresión (8) se puede inferir para las plantas pico del sistema (peakers), que el flujo de ingreso de rentas inframarginales, con el precio de escasez vigente es negativo ($p^{escasez} - p_t^{oferta} < 0$). Reordenando la expresión (8) el precio del cargo por confiabilidad que requieren las plantas pico para remunerar el costo fijo y de capital y los costos variables, debe ser al menos el costo overnight amortizado a lo largo del ciclo de vida de una planta peaker más, el flujo amortizado de rentas inframarginales asociados a



la diferencia entre el precio de escasez y el precio de oferta (costo marginal de la planta). Jara (2016) hace esta estimación, el flujo de rentas inframarginales, aunque sobre los fundamentos equivocados. El segundo término de la expresión (9), de acuerdo con Jara, es de 21 COP/kWh, por lo que si se suma al actual valor del CERE, 51.16³⁰ COP/kWh, resultaría en un CERE de 72.16 COP/kWh, que resultaría en un incremento de 41% en el valor del cargo.

$$P_{C \times C}^{peaker} = \left[\frac{\frac{OC_{peaker}(1+r)^T r}{(1+r)^T - 1}}{\frac{8.76}{cf}} \right] + \left\{ \sum_{t=1}^T E\left[\frac{\overline{p^{spot}} - p_t^{oferta}}{(1+r)^t} \right] \times \frac{(1+r)^T r}{\frac{(1+r)^T - 1}{8.76}} \right\}$$
(9)

Lo anterior, sin duda, es cuestionable. No todas las tecnologías enfrentan el riesgo de rentas inframarginales negativas cuando son requeridas durante eventos críticos, de hecho, la razón de los mercados de capacidad es remunerar los costos fijos y de capital de las plantas pico, como está planteado en la valoración de las expresiones (8) y (9) y como lo menciona la CREG en el documento 026 de 2007 que se analiza en la sección 3.2.1., para las tecnologías de carga base y media, el 65% de recuperación del costo de inversión se realiza vía rentas inframarginales. Al ser la energía firme un bien homogéneo, no es técnicamente adecuado, tener precios distintos, si bien se quiere resolver el problema por esa vía, como bien lo explica Brattle Group en el reporte para PJM Interconnection Inc, "Second Performance Assessment of PJM's reliability Pricing Model.³¹"

De otro lado, como se presentó anteriormente, la probabilidad de ocurrencia de eventos críticos que impliquen precios superiores a los precios de escasez que han tenido vigencia a lo largo de los últimos 10 años, es un evento con una baja probabilidad. Del gráfico de distribución de frecuencia relativa acumulada se puede inferir, que durante eventos críticos los precios de bolsa horarios por debajo del precio de escasez se ubicaron, como mínimo en el percentil 65. Dado lo anterior, para la demanda es más eficiente enfrentar precios por encima del precio promedio de bolsa, durante los períodos críticos, que suprimir el precio en bolsa y realizar pagos laterales vía el cargo por confiabilidad o restricciones, como se realizó en el año 2009-2010. Como bien se resaltó anteriormente, el precio de escasez juega un rol clave en el aseguramiento de la confiabilidad, por dos vías: respuesta de la demanda e incentivos a las plantas para estar disponibles en los eventos críticos.

_

³⁰ Valor vigente para el mes de febrero de 2017.

³¹ The Brattle Group. Second Performance Assessment of PJM's Reliability Pricing Model. Report prepared for PJM Interconnection L.L.M. Agosto de 2011.



Se ha insistido, por parte de la CREG, que las empresas conocían las condiciones sobre las cuales estaba construido el cargo por confiabilidad y el esquema es de participación voluntaria. Sin embargo, como se ha probó en la sección 2. de este documento, para la CREG debe ser motivo de cuestionamiento que el esquema, actualmente, distorsiona el comportamiento de los agentes en el mercado de contratos de mediano plazo (cubrimiento financiero) y en el mercado de corto plazo, como se presentó en el fenómeno de El Niño 2015 – 2016. El ajuste temporal del precio de escasez, no fue la única resolución que debió ajustar la CREG durante dicho período, y fue evidente la necesidad de ajustar el comportamiento de otros agentes, en el mercado de energía y de AGC.

De otro lado, como lo indican Avinash Dixit y Robert Pindyck en el libro *Investment Under Uncertainty*³² la mayoría de las inversiones comparten tres características importantes en diferentes grados: las inversiones son parcial o completamente irreversibles, existe incertidumbre sobre las recompensas futuras de las inversiones y el inversionista tiene algún grado de libertad sobre el momento preciso de hacer la inversión³³.

Most investments decisions share three important characteristics in varying degrees. <u>First</u>, the investment is partially or completely irreversible. In other words, the initial cost of investment is at least partially sunk; you cannot recover it all should you change your mind. Second, there is uncertainty over the future rewards from the investment. The best you can do is to assess the probabilities of the alternative outcomes that can mean greater or smaller profit (or loss) for you venture. Third, you have some leeway about the timing of your investment. You can propose action to get more information (but never, of course, complete certainty) about the future.

These three characteristics interact to determine the optimal decision of investors.

Dixit y Pindyck argumentan³⁴ que cuando una firma realiza una inversión, sacrifica la posibilidad de nueva información, simplemente no puede desinvertir porque las condiciones de mercados o regulatorias cambien de manera adversa. Como tal, el valor de la opción de inversión, es un costo de oportunidad que debe ser incluido como parte del costo total de inversión. Por lo anterior, mayor incertidumbre genera mayores costos de inversión, por el sacrificio de la opción de inversión.

Irreversibility and the possibility of delay are very important characteristics of most investments in reality... When a firm makes an irreversible expenditure, it exercises, or "kills", its option to invest. It gives up the possibility of waiting for new information to arrive; it

³² Dixit, Avinash and Robert Pindyck. Invesmtment Under Uncertainty. Princeton University Press, 1994.

³³ Dixit A. and R. Pindyck. Pag. 3

³⁴ Dixit A. and R. Pindyck. Pag. 6



cannot disinvest should market conditions change adversely. This lost option value is an opportunity cost that must be included as part of the cost of investment. As a result, the NVP rule "invest when the value of a unit of capital is at least as large as its purchase and installation cost" must be modified. The value of the unit must exceed the purchase and installation cost, by an amount equal to the value of keeping the investment option alive.

.... Also, this opportunity cost is highly sensitive to uncertainty over the future value of the project, so that changing economic conditions that affect the perceived riskiness of future cash flows can have a large impact on investment spending, larger than say a change in interest rate.

Explican Dixit y Pindyck³⁵ que los gastos de inversión son hundidos cuando estos son específicos a la industria o a la firma. Si la industria es relativamente competitiva, el valor de la planta será casi el mismo para todas las firmas de la industria, por lo que se ganaría poco al vender el activo. Por lo anterior, una inversión de capital específico a una industria debe ser visto como un costo hundido significativo. La irreversibilidad de la inversión puede darse por la regulación gubernamental o los arreglos institucionales.

Investment expeditures are sunk costs when they are firm or industry specific... If the industry is reasonable competitive, the value of the plant will be about the same for all firms in the industry, so there would be little to gain from selling it... As a result, an investment in a steel plant (or any other industry-specific capital) should be viewed as largely a sunk cost.

Irreversibility can also arise because of government regulations or institutional arrangements.

Finalmente, Dixit y Pindyck³⁶, recomiendan que más que la tasa de interés, la mejor política pública para incentivar la inversión es eliminar incertidumbre innecesaria. En esta conclusión no están solos, Joskow en el documento de trabajo *Competitive Electricity Markets and Investment in New Generating Capacity*, concluye exactamente lo mismo.

The real options approach also suggests that various sources of uncertainty about future profits – fluctuations in product prices, input costs, exchange rates, tax and regulatory policies- have much more important effect on investment than does the overall level of interest rates. Uncertainty about the future path of interest rates may also affect investment more than the general level of the rates. Reduction or elimination of unnecessary uncertainty may be the best kind of public policy to stimulate investment. And the

_

³⁵ Dixit A. and R. Pindyck. Pag. 8

³⁶ Dixit A. and R. Pindyck. Pag. 9



uncertainty generated by the very process of a lengthy debate on alternatives may be a serious deterrent to investment.

De manera concreta, la pregunta de la CREG evidencia vacíos conceptuales de fondo, sobre decisiones de inversión óptima. Sencillamente, los inversionistas existentes, cuyos costos variables están por encima del precio de escasez, tienen inversiones irreversibles, costos hundidos significativos, que hacen poco sentido vender. Las intervenciones regulatorias de la CREG, en todas las actividades de mercado eléctrico, está incrementando el valor de la opción de invertir, en detrimento de los usuarios, pero adicionalmente evidencia, que, frente a la realidad sobre la irreversibilidad de las inversiones, la CREG es proclive a implementar directivas regulatorias oportunistas.

Prueba de lo anterior se demuestra en la respuesta 162. del documento CREG 085 de 2006. La pregunta que se formuló fue la siguiente³⁷:

162. El cargo por lo tanto debería cumplir con lo siguiente:

Precio: se debe buscar se debe buscar una remuneración razonable, de tal forma que sea beneficioso el cargo para el usuario y el sistema en general, no solo en la oportunidad de la energía sino en términos de costo, pero a su vez se debe tener el suficiente incentivo para que se instalen plantas para atender la demanda, de forma que el cargo sea económicamente eficiente. Como el Estado continúa administrando muchos aspectos del cargo, debe asignar cuidadosamente los riesgos para evitar impactar al usuario.

En ese sentido, si el regulador asigna incorrectamente los riesgos entre los agentes ó si algún riesgo no es diversificable, se terminaría pagando más por el bien y se impactaría al usuario, pues dependiendo de cómo fije el regulador la confiabilidad, el precio de ejercicio o las bandas a la prima, y otros mecanismos de la subasta podrían colocar al generador y/o al sistema ante un riesgo inaceptable.

Respuesta 162.

La CREG al proponer la implementación de un mecanismo de mercado para remunerar la confiabilidad, busca que sea éste el que defina el precio de equilibrio, generando de esta manera los incentivos correctos, tanto para la permanencia de los generadores que se encuentran actualmente instalados, como de la entrada de los nuevos generadores requeridos por el sistema.

³⁷ Comisión de Regulación de Energía y Gas. Respuesta a los comentarios de agentes y terceros interesados al proyecto de resolución sometido a consulta mediante resolución CREG 043 de 2006, Documento CREG 085 de 2006, 3 de octubre de 2006.



Al lograr de manera eficiente que los generadores instalados permanezcan, e ingresen los nuevos, se está garantizando la maximización del bienestar de los usuarios, objetivo fundamental dentro del análisis del cargo por confiabilidad.

Por todo lo anterior, la propuesta de la CREG busca asignar de manera correcta los riesgos a cada uno de los agentes según su capacidad de gestionarlos.

La CREG en principio planteaba la permanencia de los generadores instalados, pero cuando hay errores de la directiva regulatoria durante eventos críticos, se cuestiona que los generadores optaron por aceptar las reglas que definió el regulador, ignorando soslayadamente que las inversiones son irreversibles. Olvida la CREG, que frente al panorama del mercado de gas natural que se presentaba en el 2006, se incentivó las inversiones en infraestructura de combustibles líquidos, valor adicional que se incluyó en la valoración del cargo por confiabilidad para el período de transición y en el cálculo del parámetro Costo del Entrante, que hacia parte de la curva de demanda de la subasta y que se explicará en la sección 3.2.1

Debe cuestionar la CREG si, es eficiente mantener una política regulatoria que fuerza la salida de inversionistas con solo un activo o la venta a agentes con portafolios más grandes en detrimento de la competencia. La actual política regulatoria afecta el valor intrínseco de las compañías de manera asimétrica, como se reveló en el fenómeno de El Niño 2015 -2016, pero adicionalmente, afecta la confiabilidad del sistema en los eventos críticos.

3.2.1 Valoración del Costo del Nuevo Entrante

En el documento CREG 044 de 2006, la CREG definió la metodología para definir el mecanismo de remuneración del cargo por confiabilidad durante el período de transición. La CREG en este documento explica lo siguiente:

En la medida en que la determinación del precio del cargo por confiabilidad será resultado de la subasta propuesta, y considerando que esta requiere la existencia de nuevos generadores con el fin de contar con una formación adecuada del precio, el mínimo período estimado para la entrada de generadores nuevos convocados mediante el esquema de subasta es de tres años, y que durante el período de transición no se cuenta con dichos generadores, se debe establecer un valor administrado, el cual se define como:

• El valor utilizado actualmente para la remuneración del cargo por capacidad, corresponde a 5.25 US\$/KW-mes y se mantendrá durante la transición. Ahora bien, considerando que la metodología para la definición del precio de ejercicio establecida en el Documento CREG-042 de 2006, considera una planta ciclo simple operando con combustible alterno, consistentemente se debe incluir en la inversión total de la planta la correspondiente a los costos para la adecuación



de la unidad de generación para la operación con dicho combustible sustituto, incluyendo el capital de trabajo necesario para disponer de almacenamiento de combustible.

 Para efectos de determinar la inversión requerida para la operación con combustible sustituto se hace uso de la información suministrada por los generadores como respuesta a la Circulares CREG 14 y 15 de 2006.

De esta forma para efectos de la remuneración se consideran los siguientes parámetros.

Período: 20 años.

Tasa de Descuento: 12%

Los costos de inversión incluyen:

- 1. Inversiones en la adecuación de la planta para el consumo de combustible alterno.
- 2. Inversiones en facilidades para el manejo del combustible alterno (tanques de almacenamiento, lotes, tuberías, bombas, accesorios).
- 3. Capital de trabajo del inventario inicial en el tanque de almacenamiento.

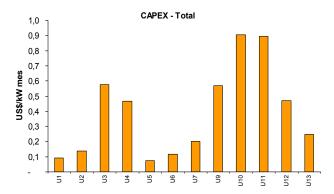
La tabla siguiente presenta los valores obtenidos de costo de inversión para las diferentes unidades reportados por lo generadores como respuesta a las Circulares CREG 14 y 15 de 2006, valores que se presentan en la figura 1.

Unidad	CAPEX Conversión US/kW mes
U1	0,09
U2	0,14
U3	0,58
U4	0,47
U5	0,07
U6	0,12
U7	0,20
U9	0,57
U10	0,90
U11	0,89
U12	0,47
U13	0,25

Tabla 1: Costos de Inversión (US\$/kW-mes), utilizando la información reportada por los agentes y los parámetros establecidos para la remuneración.

Figura 1. Costos de Inversión por unidad -CAPEX





Como resultado de considerar el costo necesario para la conversión de las unidades de generación a combustible sustituto, el valor de la prima del cargo por capacidad es igual a 5.25 US\$/kW-mes + 0.94 US\$/kW-mes, obteniendo un valor del cargo por confiabilidad de 13.04 US\$/MWh (equivalente a 6.19 US\$/kW-mes).

Definición del mecanismo de asignación del cargo por confiabilidad entre los agentes generadores: Dado que durante el periodo de transición no se tiene previsto la realización de subastas que permitan establecer la asignación de las obligaciones de energía firme entre los generadores existentes, dicha asignación se realizará mediante el siguiente procedimiento.

- Para cada generador se determina su energía firme, de conformidad con el documento CREG-042 de 2006.
- La demanda total a ser remunerada será asignada a cada uno de los generadores a prorrata de su energía firme.
- Para los casos en los cuales la demanda total sea mayor a la energía firme certificada, la demanda a remunerar será igual a la energía firme certificada.
- La asignación se realiza para el siguiente año el cual está comprendido entre los meses de diciembre del año t en el cual se realiza la asignación y el mes de noviembre del año t+1.

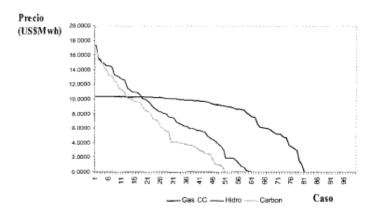
Período de tiempo durante el cual se dará la transición: El período de transición será de tres años, el cual inicia en noviembre de 2006 y finaliza en diciembre de 2009, momento en el cual el valor de la prima y la asignación de cantidades serán resultado del mecanismo de subasta propuesto.

Posteriormente, la CREG al convocar la primera subasta de asignación de Obligaciones de Energía Firme, mediante la Resolución CREG 031 de 2007, fue consistente con la metodología utilizada en el documento CREG 044 de 2006, para efecto de determinar el valor del Costo del Nuevo Entrante. El documento CREG 026 de 2007 presenta en la sección 5.5. la metodología para determinar el Costo del Entrante, CE, que es un parámetro fundamental para la definición de la función de demanda de la subasta. Explica la CREG,



Con base en la información enviada por los agentes térmicos en materia de costos de inversión requeridos para adaptar las plantas de generación para el consumo de combustibles alternos y el valor de 5.25 US\$/kW-mes como costo de inversión para una planta térmica a gas de ciclo simple, y considerando un factor de carga de 0.65, el CE resultante es igual a 13.045 US\$/MWh.

Ahora bien, el presente análisis tiene por objeto establecer si el rango definido entre 0.5CE y 2.0CE es decir el valor comprendido entre 6.52 US/kWh y 26.09 US\$/kWh es consistente con las necesidades de remuneración de las distintas tecnologías de generación que participan en un mercado de energía con las características del mercado de energía mayorista en Colombia, por lo tanto el análisis no busca definir un valor de CE, por el contrario tiene por objetivo establecer si el rango de precios resultante es adecuado. Se hace uso del modelo en el Anexo 1 de este documento, el cual estima precios de bolsa mediante un modelo con dos componentes fundamentales, un movimiento browniano geométrico más un componente de saltos asociada a la ocurrencia de condiciones hidrológicas críticas.



Gráfica 5.1 Resultados proceso de simulación.

Concluye la CREG lo siguiente,

Se observa que el valor de remuneración por concepto de cargo por confiabilidad requerido por cada una de las tecnologías en ninguno de los casos es superior a dos veces el valor del CE establecido, implicando esto que un rango de precio comprendido entre 6.52 US\$/kWh y 26.09 US\$/kWh para efectos de la construcción de la curva de demanda de obligaciones refleja adecuadamente el valor de la confiabilidad que brinda al sistema un generador que participa en el mercado de energía colombiano.

En referencia a los resultados obtenidos en el proceso de simulación y contenidos en la gráfica 5.1 es importante resaltar, que para ciertas tecnologías como, plantas térmicas a carbón y plantas hidráulicas, una proporción importante de la remuneración de costos fijos es resultado de las



rentas de energía, para el caso de la simulación realizada, en promedio 65% de la inversión remunerada mediante este tipo de rentas.

La conclusión de la CREG en el documento CREG 026 de 2007 es explícita y clara sobre la valoración del cargo por confiabilidad y, coincide, con el análisis presentado con base en la valoración propuesta por Joskow (2006) y explícita en la ecuación 8 de esta sección. Con lo anterior, los supuestos y conclusiones de Jara (2016), consultor de la CREG, basados sobre la interpretación de la CREG sobre el esquema de cargo por confiabilidad en el documento 120 de 2015, pierden cualquier relevancia, en la medida que el punto de partida que toma, es decir, que el valor del cargo por confiabilidad corresponde mínimo a los costos de mantenimiento y la valoración del riesgo asociado a la diferencia entre el precio de escasez y el costo variable, dista fundamentalmente del análisis que utilizó la CREG para definir el Costo del Nuevo Entrante.

3.2 Análisis de bienestar de la directiva regulatoria de precio de escasez

Otro argumento que la CREG ha utilizado, sobre un aumento del precio de escasez, es que éste resultaría en una transferencia del excedente del consumidor al excedente del productor. En esta sección se probará, que la actual directiva regulatoria, coloca en riesgo a los consumidores, por un valor que puede alcanzar COP 35 billones y que transfiere COP 5 billones de pesos de excedente del productor al excedente del consumidor.

Para valorar el efecto de la intervención del gobierno en un mercado, a menudo debe preguntarse si el resultado de éste es económicamente eficiente. Pindyck y Rubinfeld señalan que la eficiencia económica es la maximización de la suma del excedente del consumidor y del excedente del productor.

En el agregado, el superávit del consumidor es el área entre la curva de demanda y el precio de mercado (el área C, en el gráfico siguiente). El superávit del consumidor mide el beneficio neto total de los consumidores.

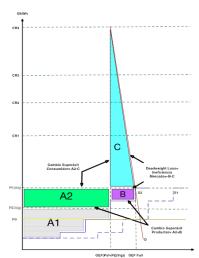
De otro lado, el superávit del productor es el área por encima de la curva de oferta hasta el precio del mercado. Este es el beneficio neto que los productores de menor costo perciben por vender al precio del mercado (A1 hasta el Precio de Escasez Vigente, y A1+A2 hasta el Precio de Escasez Ajustado, en el gráfico que sigue).

Con la valoración del excedente del consumidor y del productor, podemos evaluar los efectos de bienestar de la intervención del gobierno en el mercado, identificando ganadores y perdedores, así como el impacto económico sobre los agentes del mercado (Deadweight Loss). En el caso bajo análisis, buscamos respuesta a los efectos de bienestar resultantes de la subvaloración del precio de escasez.



En el gráfico siguiente, se presenta el marco teórico que fundamenta la metodología para la realización del análisis de efectos de bienestar. En primer lugar, describimos la curva de demanda (Línea roja). La curva de demanda revela la relación de cantidad de energía firme a cada nivel de precio. La curva de demanda D presenta un grado de inelasticidad en la medida que la capacidad de respuesta de los consumidores a los niveles de precio en el mercado es limitada, dado que el mercado no tiene implementado un esquema de participación activa de la demanda o programas de respuesta de la demanda. Es por lo anterior, también, que la relación de precios que se presenta tiene siete (7) pares de precio-cantidad asociados al Precio de Escasez Vigente (PE(Vig)), Precio de Escasez Ajustado (PE(Adj)), y los cuatro (4) escalones del Costo de Racionamiento (CR1, CR2, CR3 y CR4).

De acuerdo con la Unidad de Planeación Minero – Energética en la Nota Técnica #002 "... los costos de racionamiento se pueden definir como la disposición a pagar para garantizar la prestación del servicio de energía eléctrica, o de forma similar, la disposición a pagar por evitar un racionamiento del servicio de electricidad..." Basado en este concepto, tomamos los costos de racionamiento del mes de febrero de 2016 para estimar los cambios en el superávit del consumidor.



Pindyck y Rubinfeld concluyen que si la demanda es suficientemente inelástica, es decir el triangulo C es mayor que el rectángulo A2, los consumidores sufren una pérdida neta en términos de bienestar económico por cuenta del control de precios ó en este caso, de la metodología vigente de valoración del Precio de Escasez.

La razón de ello, es que independiente de los arreglos institucionales existentes, la oferta del mercado se dará al nivel OEF(Pof<PE(Vig)) cuando el price cap definido por la intervención es inferior que el costo marginal de las unidades de producción que satisfacen la demanda.



Se puede enmarcar esta perspectiva de otra manera. Al internalizar la finalización de los arreglos institucionales vigentes, y en el cual las unidades de producción están afrontando pérdidas económicas, al transferir excedente del productor al consumidor, salen del mercado estas unidades de producción, reduciendo la oferta de energía firme, en la medida que se materializa el concepto que Pindyck y Rubinfeld denominan *Shut-Down Rule*:

The firm should shut down if the price of the product is less than the average variable cost of production at the profit – maximizing output.

Cabe destacar que el efecto del precio de escasez en períodos normales es nulo.

En el gráfico 1, se identifica la curva de oferta S1 y el precio de equilibrio PB, en donde la cantidad de equilibrio está por encima de las cantidades de energía asociadas a Obligaciones de Energía Firme. Cuando se presenta el fenómeno de El Niño, la curva de oferta se contrae por cuenta de la disminución de las reservas hídricas, por lo que el precio derivado de este nuevo equilibrio está asociado a lo que denominamos Precio de Escasez Ajustado (PE(Adj)).

Por lo anterior, la valoración de efectos de cambio bienestar se realiza por el lado de la oferta, es decir, estimando la cantidad de energía firme no disponible para atender la demanda, agregando la energía firme de las plantas cuyo costo variable es mayor que el precio de escasez vigente (OEF(Pof<PE(Vig)).

El análisis de los cambios en el excedente del consumidor, del productor y de la pérdida neta del excedente total revelan los siguientes efectos:

- Los consumidores que empeoran por efecto de la reducción de la oferta, enfrenta racionamiento de cantidades, al pasar de OEF Full a OEF(Pof<PE(Vig)). Estos consumidores que no pueden comprar energía pierden el excedente del consumidor reflejado en el triángulo C. Aquellos consumidores que aún pueden comprar energía ganan excedente del consumidor que es equivalente al rectángulo A2.
- Los generadores que permanecen en el mercado reciben un menor precio y los que salen por el efecto del Shut-Down Rule, pierden excedente equivalente al rectángulo A2. En la medida que la producción es menor, es decir, OEF(Pof<PE(Vig)), los productores pierden el excedente equivalente al rectángulo B.
- La pérdida neta de excedente total, Deadweight Loss, es la ineficiencia causada por la metodología vigente de valoración del Precio de Escasez, equivalente a la suma del triángulo –C y el rectángulo –C.



La estimación de los cambios del excedente del consumidor, del excedente del productor y de la pérdida neta del excedente total se estiman de la siguiente manera:

Cambio del excedente de los consumidores:

$$A2 - C = \left[\left(p_{ESCASEZ}^{ADJ} - p_{ESCASEZ}^{VIG} \right) \times \left(\sum_{j} OEF_{\left(p_{OFERTA}^{j} \le p_{ESCASEZ}^{VIG} \right)}^{j} \right) \right]$$

$$- \left[\left(CR_{m}^{e} - p_{ESCASEZ}^{ADJ} \right) \times \left(\sum_{j} OEF_{\left(p_{OFERTA}^{j} > p_{ESCASEZ}^{VIG} \right)}^{j} \right) \right]$$

Cambio del excedente de los productores:

$$A2 + B = \left[\left(p_{ESCASEZ}^{ADJ} - p_{ESCASEZ}^{VIG} \right) \times \left(\sum_{j} OEF_{\left(p_{OFERTA}^{j} \leq p_{ESCASEZ}^{VIG} \right)}^{j} \right) \right] + \left[\left(p_{ESCASEZ}^{ADJ} - p_{ESCASEZ}^{VIG} \right) \times \left(\sum_{j} OEF_{\left(p_{OFEREA}^{j} > p_{ESCASEZ}^{VIG} \right)}^{j} \right) \right]$$

Pérdida Neta de Excedente Total (Deadweight Loss)

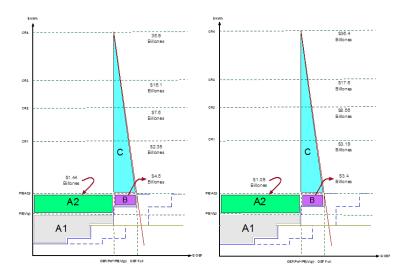
$$-B - C = -\left[\left(CR_m^e - p_{ESCASEZ}^{VIG} \right) \times \sum_{j} OEF_{\left(p_{OFERTA}^j > p_{ESCASEZ}^{VIG} \right)}^{j} \right]$$

Los resultados de las estimaciones se presentan a continuación, a partir de la elaboración de cuatro escenarios: los escenarios 1 y 3, incorporan la valoración del PE(Adj) con el heat rate de Termocandelaria y los escenarios 2 y 4, incorporación la valoración del PE(Adj) con el heat rate de la planta Termodorada. En los escenarios 1 y 2 se tomó el costo promedio de referencia del ACPM (Diesel o Fuel Oil No.2) publicado por XM de acuerdo a la Resolución CREG 039 de 2011. En los escenarios 3 y 4, se tomó el precio del distribuidor mayorista, publicado por la Unidad de Planeación Minero – Energética UPME, incluyendo el costo de transporte a las plantas de generación. Las estimaciones se estiman para el período desde Septiembre 2015 hasta enero 2016.

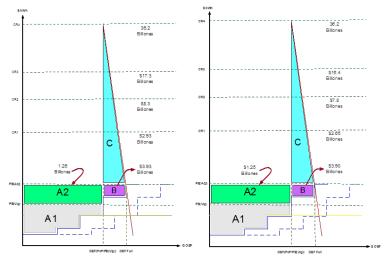
En los gráficos siguientes se presenta la valoración de las áreas A2, B y C para cada uno de los escenarios mencionados. En la medida que el racionamiento de la demanda se da por escalones, el cambio del excedente del consumidor (Triángulo C) se estimó en cada punto de los escalones del costo de racionamiento.

Escenarios con planta Termocandelaria









A partir de los valores estimados de las áreas y presentados en los gráficos anteriores, se estiman los cambios en el excedente del consumidor, productor y pérdida neta de excedente total.

		Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4
ΔExcedente Productor		-5.940.735	-5.189.848	-5.156.182	-4.507.807
ΔExcedente	A-C Completo	-34.440.215	-34.906.905	-34.927.829	-35.330.806



Consumidor	A-C hasta CR3	-14.707.664	-16.092.137	-15.195.278	-16.516.038
	A-C hasta CR2	-6.056.227	-7.046.241	-6.543.841	-7.470.142
	A-C hasta CR1	-910.114	-1.665.507	-1.397.728	-2.089.408
	-B-C Completo	-40.380.950	-40.096.753	-40.084.011	-39.838.613
Deadweight	-B-C hasta CR3	-20.648.399	-21.281.986	-20.352.460	-21.023.845
Loss	-B-C hasta CR2	-11.996.962	-12.236.090	-11.700.023	-11.977.949
	-B-C hasta CR1	-6.850.849	-6.855.355	-6.553.910	-6.597.215

Del análisis anterior se puede inferir las siguientes conclusiones:

- La pérdida neta de excedente total, es decir, la ineficiencia generada por la metodología de valoración del precio de escasez definida por la Resolución CREG 071 de 2006, tiene un valor para la economía equivalente a \$40 billones, que representa el 5% del PIB de 2015.
- El cambio del excedente del consumidor es equivalente a -\$34.85 billones.
- El cambio del excedente del consumidor, es decir la transferencia del productor al consumidor es equivalente a -\$5.15 billones, es decir el valor esperado promedio de una reforma tributaria.

3.3 Análisis de la función de utilidad: Constant Relative Risk Aversion

En el documento CREG 156 de 2016 que acompaña la resolución CREG 252 de 2016, la CREG plantea lo siguiente:

La cuarta alternativa planteada en el Documento CREG 088 de 2016 se denomina menú de contratos. Bajo este mecanismo se define una opción alternativa a la cual podrán optar únicamente los generadores que tengan costos variables superiores al precio de escasez.

Este tipo de generadores podrá optar entre dos opciones, la pareja vigente del precio de escasez y la prima resultante de la última subasta y la segunda opción es un precio de escasez igual al costo de la planta de generación más costosa, y una prima del CxC ajustada de tal forma, que el usuario quede indiferente.

El menú de contratos se construye bajo la premisa fundamental de que la demanda como agente adquiere la energía firme debe ser indiferente entre las opciones que se le presentan al generador. Lo anterior significa, que el costo esperado para el usuario de cualquiera de las opciones es el mismo.



Para la definición de las opciones se parte de la pareja, precio de escasez, prima de cargo por confiabilidad actual, es decir: 357 COP/kWh y 15,7 USD/MWh. A continuación, se supone una ventana de tiempo de cinco (5) años, de los cuales se activa el mecanismo por un período de seis (6) meses y se calcula el costo de la energía en dicho lapso de tiempo, es decir, el pago de la prima por las OEF más las compras de energía en bolsa (se asume una exposición a bolsa de la demanda agregada del 20%) que se valoran con el precio de escasez en situación crítica.

Para definirla segunda pareja del menú, la cual podrá ser seleccionada únicamente por los generadores térmicos con altos costos variables, se define un precio de ejercicio mayor al actual, por ejemplo el de la segunda planta más ineficiente y se identifica la prima del cargo por confiabilidad que le significaría a la demanda, el mismo costo total de la energía calculado con la pareja inicial.

En este último paso se puede suponer que la demanda es neutral o adversa al riesgo. Esto último significa que a la demanda le genera una menor utilidad estar expuesto a la variabilidad de los precios de bolsa, en particular a altos precios de bolsa. Por lo anterior, entre mayor sea la aversión al riesgo de la demanda, menor será la prima del cargo que lo haría indiferente, frente al costo de la primera opción del menú.

Para determinar la prima en caso de aversión al riesgo se utiliza una función de utilidad con la aversión relativa el riesgo constante, por lo que también se conoce como la función de utilidad CRRA.

A modo ilustrativo, en la siguiente gráfica se presentan las posibles parejas, precio de escasez, prima del cargo por confiabilidad que se podrían construir a partir de la pareja actual (i.e., punto verde 15,7 USD/MWh y 357 COP/kWh) y utilizando como el segundo precio de escasez, el costo de la segunda planta más costosa del sistema, que correspondería el valor de 492.2 COP/kWh.



Ilustración 8: Combinación de alternativas precio de escasez

En la ilustración se presentan las primas ajustadas del cargo por confiabilidad que podría escoger los generadores con altos costos variables. Cada uno de los puntos presentados (i.e., puntos rojos) corresponde a un valor diferente de aversión al riesgo. El punto más a la derecha de la ilustración 13.64 USD/MWh representa el caso en el que la demanda es



neutral al riesgo, mientras que el que se encuentra más a la izquierda (i.e. 13.61 USD/MWh) es el caso en el que la demanda tiene un coeficiente de aversión θ =0.2

Teniendo en cuenta lo expuesto anteriormente, la propuesta del menú de contratos es la siguiente: La primera pareja corresponde a los valores actuales, es decir, el precio de escasez y la prima resultante de la última subasta, esta pareja opera para todos los generadores existentes que tengan un costo variable inferior al precio de escasez. Los generadores existentes con costos variables, superiores al precio de escasez podrá optar por el segundo contrato, el cual se define por un precio de ejercicio superior, el cual se define con el costo variable de segunda la planta térmica más ineficiente, que opera con diésel oil, y por una prima del cargo por confiabilidad ajustad de tal forma que, en valor esperado, la demanda pague lo mismo.

En la medida que la función a la que se hace referencia en éste aparte del documento es la base para la valoración presentada en el artículo 2 del proyecto de resolución contenido en la Resolución CREG 252 de 2016, a continuación, se realizará un análisis de ésta y posteriormente se presentan los resultados.

3.3.1 Marco teórico asociado a la función CRRA

De acuerdo con Peter P. Wakker³8 la familia de función potencia, contiene funciones de la forma $U(x)=x^{\theta}$, conocidas también en la literatura económica como la familia de funciones de aversión constante a riesgo relativo (CRRA, por su nombre en inglés). Se ha usado ampliamente para modelar aversión al riesgo, no sólo en economía sino también sicología y salud. La variable x puede representar una cantidad, como dinero, duración de vida, o un índice de calidad de vida, que se convierte en una decisión de utilidad, y donde la definición del origen x=0 es crucial.

Menciona Wakker, que a diferencia del intercepto y la pendiente, la curvatura de U tiene un significado empírico para intervalos de escala. El estatus de la utilidad como una escala de intervalos, implica, por ejemplo, que el límite de $U(x)=x^{\theta}$ cuando θ tiende a cero no es la función constante U(x)=1, que seria el caso $\operatorname{si} x^{\theta}$ fuese una escala absoluta. El límite es la función logarítimica $U(x)=\ln x$, al cual converge x^{θ} en términos de la curvatura. Por lo anterior, la familiar de función potencia U, con parámetro θ , se define como,

If
$$\theta > 0$$
 then $U(x) = x^{\theta}$
If $\theta = 0$ then $U(x) = \ln x$
I $\theta < 0$ of then $U(x) = -x^{\theta}$

Todas las funciones son estrictamente crecientes, lo cual explica el signo menos cuando $\theta < 0$.

³⁸ Wakker, Peter P. Explaining the Characteristics of the Power (CRRA) Utility Family. Health Economics (17): 1329 – 1344 (2008).



En economía, $1-\theta$, que es $-xU''(x)\Big/_{U'(x)}$, a menudo se toma como un índice de aversión al riesgo, denominado el índice de aversión relativa al riesgo, el cual es una constante para la familia de funciones potencia (*constant relative riskl aversion, CRRA*). Menciona Wakker³⁹,

In decisión analysis, the reciprocal of the CRRA index, $^1/_{1-\theta}$, called risk tolerance, is often used. In other fields, these indexes are not commonly used, however.

...

In economic terms, θ is the elasticity of x^{θ} .

Y complementa Wakker lo siguiente⁴⁰,

A general drawback of the term relative risk is it cannot be used well for applications outside decision under risk. A serious drawback of this term within decision under risk is that attitude cannot be equated with utility curvature for nonexpected utility models, because risk attitude also depends on other factors such as probability weighting in prospect theory. Hence, it would be better to replace 'risk aversion' by 'concavity' in such terminologies.

Finalmente, Wakker concluye que,

Figure 1 demonstrates that the choice of a logarithmic function for 41 r=0 is not ad-hoc, but it is the only natural choice, which this function uniquely embedded between positive and negative r. The curves for r=0.1 and r=-0.1 are almost indistinguishable from the (fat) logarithmic curve for r=0, indeed.

Figure 1 also demonstrates that the negative part (r < 0; i.e. the CRRA index exceeds 1) naturally belongs to the family. Without this part, only the least-concave half of the family remains. Whereas powers below 0 (CRRA indexes exceeding 1) are well known and are widely used in economics, many empirical researchers from other domains overlook the negative part and only use the positive part (r > 0) of the family,...

³⁹ Wakker, Peter P. Pag. 1332

⁴⁰ Wakker, Peter P. Pag. 1332. Pie de página 3.

⁴¹ En el documento de trabajo de Wakker, utiliza r en vez de θ . Se ha preferido usar θ para mantener la discusión en los términos planteado por la CREG.



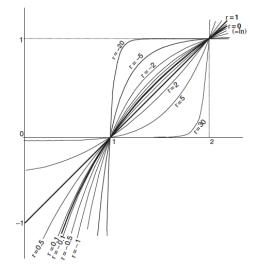


Figure 1. Log-power utility curves (normalized at x = 1 and 2)

La función de utilidad de aversión constante a riesgo relativo (CRAA),

$$U(c) = \frac{c^{1-\theta} - 1}{1 - \theta}, \theta > 0, \theta \neq 1$$

$$Log(c), \quad \theta = 1$$

La utilidad marginal de esta función es siempre positiva y decreciente.

$$u'(c) = c^{-\theta} > 0$$
, $u''(c) = -\theta c^{-\theta - 1} < 0$

Como se concluyen en el artículo de la Universidad de Oslo sobre la función CRAA⁴²,

From these we see that the marginal utility goes to infinity when c goes to zero. At the opposite end the marginal utility goes to zero when c goes to infinity. When $\theta > 1$, the utility level is bounded above, but not below. When $\theta < 1$, it is the opposite; the utility level is bounded below, but not above. In the logarithmic case the utility level is neither bounded above of below. The utility level itself is of course arbitrary and without consequences for behavior.

⁴² CRAA-Utility. September 9, 2011



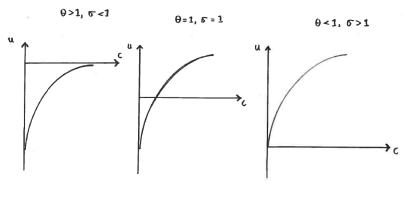
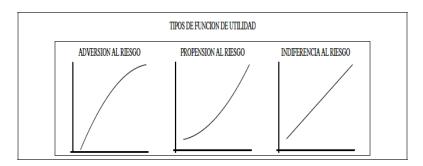


Figure 1

Esta aproximación teórica, sustenta la valoración de seguros, como mecanismos de cobertura de riesgos⁴³. Si se representa con U(c) a la función de utilidad de un ente cualquiera en función de los recursos c, se obtiene los siguientes gráficos

Figura 1.1: Formas que puede adoptar la función de utilidad



Cuando la utilidad del valor esperado de los recursos es mayor que la utilidad esperada de los mismos, se dice que el decisor es adverso al riesgo, si es menor se dice que es propenso al riesgo y si es igual se dice que es indiferente al riesgo.

3.3.2 Simulaciones de la función

A partir de la información que ofrece la CREG en el documento CREG 156 de 2016, que no contiene el nivel de detalle necesario para comprender el ejercicio realizado y que es parte de la decisión contenida en el proyecto de resolución, se realizó una simulación de la función CRAA. Para lo anterior se tomó como U(c) el precio de cargo por confiabilidad y c el precio de escasez, de acuerdo a lo explicado por la CREG en el documento,

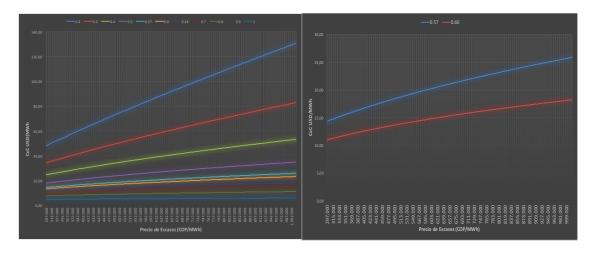
A modo ilustrativo, en la siguiente gráfica se presentan las posibles parejas, precio de escasez, prima del cargo por confiabilidad que se podrían construir a partir de la pareja actual (i.e., punto verde 15,7 USD/MWh y 357 COP/kWh) y utilizando como el segundo

⁴³ Ver más en Sandoya, Fernando; Matemáticas Actuariales y Operaciones de seguros; Segunda Edición; ESPOL; 2007.



precio de escasez, el costo de la segunda planta más costosa del sistema, que correspondería el valor de 492.2 COP/kWh.

A pesar que la CREG plantea una función, para determinar la segunda pareja de precio de escasez, cargo por confiabilidad, en el gráfico asociado en el documento solo se presentan tres puntos. Por lo anterior se realizó la simulación de varias combinaciones del parámetro θ en el rango (0,1]. Los resultados se presentan en el siguiente gráfico, donde se evidencia, en línea con el marco teórico que las funciones son crecientes. Adicionalmente para las combinaciones planteadas por la CREG (15.7, 357) y (13.61, 492.2)⁴⁴ el parámetro θ es distinto 0.57 y 0.66 respectivamente. Es decir, los valores no están en la misma iso-elástica, como se menciona en el documento. Tampoco coinciden los valores del parámetro θ , que argumenta es 0 y 0.2. La función lo que explica es que un mayor valor del precio de escasez genera un mayor valor del cargo por confiabilidad.



Si se cambian los parámetros, es decir, la estimación tomando U(c) como el precio de escasez y c el cargo por confiabilidad genera valores que no tienen una relación entre sí, aunque la función por su característica matemática es creciente.

Del gráfico presentado por la CREG se puede inferir que el precio de escasez y el precio del cargo por confiabilidad son valores independientes, en la medida que no es posible obtener con dos θ diferentes y dos precios de escasez iguales, precios del cargo por confiabilidad distintos.

De lo anterior, se puede concluir, que la CREG al utilizar una función potencia como la función CRAA, utiliza una función creciente, en términos de las dos variables, a pesar el argumento que ha mantenido, es que existe una relación inversa entre precio de escasez y cargo por confiabilidad. De otro lado, los valores de θ sugeridos por la CREG no tienen ningún sustente econométrico, por lo que son valores aleatorios sin ningún respaldo analítico. De lo anterior, se resalta que el artículo 2 del proyecto de resolución contenido en la resolución CREG 252 de 2016, está sustentando en un error y falsa motivación.

⁴⁴ La tasa de cambio utilizada para estimar el valor 492.2 es diferente a la tasa de cambio para estimar el valor de 357.



3.4 Efecto del precio de escasez y los contratos bilaterales

Un ejercicio que ha presentado la CREG en el documento 156 de 2016, es que el nivel de precio de escasez "calculado" incentiva a los agentes a realizar cobertura de precios. Sin embargo, como se ha argumentado en secciones anteriores, si el esquema de capacidad está influyendo en el comportamiento de los agentes para la toma de decisión de cubrimiento de precios, el esquema está generando per se, los incentivos equivocados.

De la experiencia internacional se evidencia que los valores de precio de escasez y el comportamiento del precio de los contratos no debería tener ninguna correlación. Un análisis de los mercados de PJM y New England evidencian lo anterior. En los gráficos siguientes se presentan las curvas de contratos transados en los mercados de NYMEX y el precio spot sobre el eje izquierdo y en el eje derecho el offer cap y el shortage price. Se presenta las cotizaciones diarias, durante el período 2012 – 2017, del precio de cada contrato disponible en NYMEX que vencen en el mes de enero de 2017 y el precio de bolsa durante el mismo período.

Ninguno de los contratos presentados en el gráfico, evidencian una correlación con el precio de escasez y sólo se correlacionan con el precio del mercado day-ahead, como es el comportamiento normal de estos instrumentos. El precio spot puede alcanzar los niveles de offer caps, pero el comportamiento del precio de los contratos no tiene correlación con estos valores.



New England 3000 500 4.500 600 4.000 500 2500 400 3.500 400 2000 3.000 1500 300 300 2.500 200 1000 2.000 100 500 1.500 0 1.000 3/20/2012 100 3/20/2016 500 0 3/20/2016 E4 JD H2 -19 -11 -NES -P2 N9 -P3 -P5 -006 -P7 R6 4SN U2 U3 U4 PJM WH Real Time Peak Day ahead average Offer cap 1 U6 W2 Day ahead avg price Offer cap 1 Offer cap 2 PRICE CAP

Grafico – Precios Spot, Contratos Futuros Enero 2017, Offer Caps, Shortage Price (USD/MWh)

Información: NYMEX, EIA.

Cuando se comparan cada uno de los contratos transados desde el año 2012, el comportamiento es igual. Así que el precio de escasez y de los contratos no deben tener una correlación, ni existe un punto indiferencia a partir del cual los agentes prefieren cubrirse que quedar expuestos al mercado de corto plazo. Las decisiones de corto plazo para la demanda, además del cubrimiento financiero en el mercado de futuros y contratos forward debe complementarse con esquema de respuesta de la demanda.

3.5 Experiencia Internacional sobre valoración de Precios de Escasez y Price-Caps en Mercados Eléctricos

La práctica internacional regulatoria en la definición de la metodología de valoración del precio de escasez en un mercado, es inequívoca, en el sentido que éste debe definirse en términos del valor de la demanda no atendida (*VoLL, Value of Lost Load*) ó la planta marginal del sistema. Tanto la Agencia Internacional de Energía (IEA, por su nombre en inglés), como la Comisión Federal Regulatoria de Energía de Estados Unidos (FERC, por su nombre en inglés), coinciden conceptualmente en argumentar que el precio de escasez es una señal fundamental para el mercado de corto plazo, por lo que debe ser suficientemente alto, para asegurar la disponibilidad de todos los recursos instalados en el sistema, de tal forma que se asegure la confiabilidad e inducir la reducción del consumo por parte de los usuarios.

En la tabla siguiente, se presenta la práctica regulatoria utilizada en los mercados de Estados Unidos y países de la OECD. En particular, se explica el case del mercado de New England.



IEA⁴⁵ FERC⁴⁶ NE-ISO⁴⁷

- During periods when all available generation capacity is needed to meet demand, every generator can enjoy market power and can bid a price above its marginal cost. Although this is efficient in theory, it raises practical difficulties.
- Price spikes are possible because electricity demand is not price-responsive. However, except for large industrial users, consumers are not usually in a position to alter consumption because they are not exposed directly to realtime prices.
- A further concern is that frequent peak prices could lead to extremely high profits for generators.
 - Even if price spikes are needed in theory to ensure coverage of fixed costs for peak plants, the associated exercise of market power is usually prohibited by law.
 - In order to mitigate the power of market actors, some regulators have introduced caps on prices or on bids.
 - For example, setting caps at the marginal cost of the most expensive power plant would lead to a maximum price of around 300 USD/MWh. In this situation, a peak plant would see its
- When the system operator is unable to meet system needs, it applies administrative pricing rules to ensure that costs, including the costs associated with the failure to meet minimum operating reserve requirements, are reflected in market prices. Ideally, these would reflect the prices valuation consumers place on avoiding an involuntary load curtailment. Under such conditions, prices should rise, inducing performance of existing supply resources and encouraging load to reduce consumption so that the system operator would not to administratively need curtail load to maintain reliability. A failure to properly reflect in market prices the of reliability value consumers and operators' actions taken to ensure reliability can lead inefficient system utilization, and muted investment signals. Reducing such inefficiencies may lead to more reliable and more economic electric services.
- When energy and operating reserves necessary to maintain reliability are in short supply, one would expect to see higher prices. This is for several reasons. First, the variable cost of the most expensive resource

- When electricity demand reaches the energy market's short-run capacity limit, the market price for energy is not determined by the value that consumers place on the last unit produced –it does not rise to the price that the market will bear. Instead, it continues to be set based on sellers' offers the ISO's and administrative pricing rules.
- There are a number of reasons for this, but the root cause is that the demand side of electricity markets remains under-developed... Without a natural demand-side response mechanism by consumers, there is no means for suppliers in the wholesale market to determine what price the market is willing to bear for the limited supply available during scarcity conditions.
- As a result, wholesale energy markets as New England's have alternative mechanisms to set price during scarcity conditions.

 Specifically, during periods of scarcity the energy market price is determined by the offer price of the marginal suppliers, plus an administratively —determined price adder.

⁴⁵ International Energy Agency (IEA). *Repowering Markets*. 2016

⁴⁶ Federal Energy Regulatory Commission (FERC). *Staff Analysis of Shortage Pricing in RTO and ISO Markets*. October 2014.

⁴⁷ ISO New England, New England Power Pool. *Re: ISO New England Inc and New England Power Pool, Filings of Performance Incentives Market Rule Changes*. January 2014.



variable costs reimbursed, but would never be able to cover its fixed costs.

- In practice, most existing price caps have been set at around 2,000 to 3,000 USD/MWh.
- While this increases revenues, such price levels would result in revenues of USD 6,000 to USD 9,000 per MW for a plant running on average only three hours a year too low to cover annual fixed investment costs in the range of USD 60,000 to USD 90,000 per MW per year.
- To be consistent with existing reliability standards, the right level of price caps should be set at the Voll.
 - This solution has been adopted by the AEMC in Australia, which has calculated that a reliability standard of 0.002% EUE translate into a price cap of 13,500 AUD/MWh.
 - In a situation of equilibrium in the market, this should in principle cover the fixed costs of optimal capacity, including peaks.
 - Recognising that markets are never in equilibrium and that insufficient capacity could result in frequent peak prices and high profits for existing generators, regulators in Australia and Texas have set a limit on the revenues that generators can make during such periods.
 - In Australia regulators have introduced a cumulative price threshold: if the sum of spot prices over 336 trading intervals exceeds AUD 201,900, the

available and needed to serve load during periods of system stress is likely to be much higher than the variable cost of the last unit needed in more moderate system conditions. Second, various studies suggest that consumers place a very high value on avoiding involuntary curtailments. However, price formation under tight market conditions is not a straightforward process. The vast majority of demand is not price responsive and thus provides no price signal regarding its willingness to stop consuming.

- Shortage pricing is the method RTOs and ISOs employ to more accurately price energy and operating reserves when market conditions are tight.
- These more accurate prices are intended to achieve two primary goals.
- The first goal is to send a short-term price signal to incent performance existing resources and help to maintain reliability. In the short-term, these prices should be high enough to induce existing resources (including imports) to be available to the market to the maximum extent possible and signal consumers to reduce demand. Therefore, shortage pricing ought to reflect consumer's valuation of energy.
- The second goal of shortage pricing is to facilitate longterm economic entry through the construction of new supply resources and exit of resources that are no longer economic. This is especially important in RTOs



- administered price cap is lowered to 300 AUD/MWh
- In Texas, the public utility decided in 2014 to progressively increase the price cap in the ERCOT region from 3,000USD/MWh in 2011 to 9000 USD/MWh from June 2015 (Potomac Economics, 2015)
- In summary, price spikes and market power are inseparable and remain an issue in electricity markets.
- From a regulatory perspective, administrative scarcity pricing constitutes a form of ex ante regulation of prices.
 - It is important to mention that regulators implementing administrative scarcity pricing commit to accepting high price spikes and such a regulation has to be stable over time.
 - In turn, this should contribute to reassuring potential investors that policy makers or regulators will not intervene when such high prices materialize.
- Note that administrative scarcity pricing can also be implemented in markets with a capacity market.

and ISOs where there is no centralized capacity market or other mechanism to ensure resource adequacy, but it is also important in regions with a capacity market or other mechanism to ensure resource adequacy. When shortage accurately reflect consumers' valuation of energy, operating reserves, and reserves, planning the resulting long-run participation (entry and exit) will economically efficient because revenues (including shortage pricing) will just cover a resource's long-run revenue requirements. To the extent stakeholders want a higher level of resource adequacy than an energyonly market can produce, a capacity market construct can be added to the energy market with appropriate shortage pricing to induce the necessary new entry.

La experiencia internacional no solo es valiosa desde el punto de vista conceptual, a partir del deber ser, sino de las mejores prácticas regulatorias. En particular, a continuación se presentará el proceso regulatorio que lideró la FERC, a partir de las lecciones aprendidas en el evento de *Polar Vortex* ocurrido en el primer trimestre de 2014. Después de éste evento climático, la FERC en conjunto con los operadores y participantes del mercado eléctrico, iniciaron una serie de procesos regulatorios en un rango de temas, dentro de los cuáles se destacan la regulación sobre coordinación gas – electricidad de 2015 y la modificación de los *offer caps* que operan en los mercados eléctricos organizados. En esta parte del documento, el enfoque se dará sobre éste



último aspecto, cuya regulación final fue expedida a finales del año 2016, a través de la Orden No. 831.

3.5.1 Orden No. 831 de 2016

En junio de 2014, la FERC inició un proceso regulatorio para evaluar la formación de precios en los mercados de energía y servicios auxiliares que operan en los mercados eléctricos organizados que operan en Estados Unidos (a partir de este punto, se referirá a estos mercados como RTOs/ISOs).

Como lo planteó la FERC en el marco de esta iniciativa, los precios de equilibrio en los mercado de energía, idealmente, reflejan el verdadero costo marginal de producción, tomando en consideración las restricciones físicas del sistema, y estos precios compensarían completamente el costo variable de todos los recursos por la provisión del servicio⁴⁸.

As set forth in that notice, LMPs and market-clearing prices uses in energy and ancillary services markets ideally "would reflect the true marginal cost of production, taking into account all physical system constraints, and these prices would fully compensate all resources for the variable cost of providing service.

A partir de la discusión promovida por la FERC en 2014, y tomando en consideración los elementos aportados por los participantes del mercado, en enero de 2016⁴⁹, presento para discusión la propuesta de modificación de valoración de los *offer caps*. La propuesta planteó en ese momento un cambio al *offer cap* de 1,000 USD/MWh a el máximo entre 1,000 USD/MWh y la oferta del recurso marginal, sujeto a verificación basada en costo.

Una de las razones que planteó la FERC tanto en la propuesta como la versión final de la regulación, es el sustento jurídico que la tarifa no cumplía con los principio de justo y razonable ('just and reasonable'). La FERC enumera, varias razones por las cuáles es necesaria la modificación, de offer caps, sin embargo, al final la explicación es sencilla y básica: el offer cap vigente hasta ese momento, es injusto e irrisorio, porque define un precio de equilibrio en el mercado de corto plazo, que no permite recuperar los costos marginales de corto plazo de algún recurso en la la oferta diaria, Adicionalmente, la FERC reconoce que el nivel de offer cap vigente

⁴⁸ Federal Energy Regulatory Commission. *Offer Caps in Markets Operated by Regional Transmission Organizations and Independent System Operators*. Final Rule. 157 FERC ¶ 61,115, November 17, 2016. Pag. 6

⁴⁹ Federal Energy Regulatory Commission. Offer Caps in Markets Operated by Regional Transmission Organizations and Independent System Operators. Notice of Proposed Rule Making. 154 FERC ¶ 61,038, January 21, 2016.



en ese momento, un recurso que tenga costos marginales por encima de ese nivel, se declara indisponible, a pesar que el mercado pueda estar dispuesto a comprar esa oferta⁵⁰.

La propuesta de la FERC fue modificada parcialmente, en el siguiente sentido: las ofertas de precio de los recursos de un mercado debe sujetarse al *offer cap* de 1,000 USD/MWh, pero cuando haya recursos cuya oferta sea superior al *offer cap*, dicha oferta será sujeta a verificación de costos, y entrará como la planta marginal que define el precio de equilibrio del mercado. Adicionalmente, la FERC definió un *hard offer cap* de 2,000 USD/MWh, como el precio máximo de la oferta de un recurso, que entre la formación de lprecio de equilibrio en el mercado. Las ofertas que se encuentren por encima de este valor, recibirán el complemento de la oferta de precio vía pagos laterales.

Para definir el hard offer cap, la FERC utilizó el precio más alto ofertado por un recurso en alguno de los RTOs/ISOs, durante el polar vortex. La oferta más alta durante éste período fue de 1,724 USD/MWh, en el mercado de PJM.

Es evidente, que la mejor práctica regulatoria es asegurar que los recursos tengan los incentivos suficientes para estar disponibles cuando el mercado más los requiere. El ejemplo anterior y los presentados en la tabla de comparación, evidencia que la práctica regulatoria en los mercados de la OECD, es dar la máxima flexibilidad para la operación del mercado durante períodos críticos, dentro de la lógica de la racionalidad económica. Finalmente, la FERC sin acudir a teorías sofisticadas ó legales, siempre ha respondido de manera sencilla a las quejas de los Clientes Industriales, sobre cambios incrementales que tienen efecto sobre los precios de equilibrio de los mercados eléctricos. A continuación se cita un ejemplo,

We disagree with Industrial Customers that resources would have no incentive to minimize their fuel costs if the offer cap is above \$1,000/MWh because, in the absence of market power, resources have an incentive to compete with other resources in order to clear the RTO/ISO day-ahead and real-time energy markets. Any resource that is able to procure natural gas at a cost less than the cost that sets the LMP will earn a profit and thus has a strong incentive to manage its fuel procurement.

⁵⁰ "The Commission preliminary finds that the offer cap on incremental energy offer (offer cap) may no longer be just and reasonable for several reasons. The offer cap may unjustly prevent a resource from recouping its costs by not permitting that resource to include all of its short-run marginal costs within its energy supply offer (supply offer). The offer cap may result in unjust and unreasonable rates because it can suppress LMPs to a level below the marginal cost of production. Further, because of the offer cap, a resource with short-run marginal costs above the cap may choose not to offer its supply to the RTO/ISO, even though the market may be willing to purchase that supply.

Finally, when several resources have short-run marginal costs above the offer cap but are unable to reflect those costs within their incremental energy offers due to the offer cap, the RTO/ISO is not able to dispatch the most efficient ser of resources becasue it will not have access to the underlying costs associated with the multiple incremental energy offers above the cap."

Federal Energy Regulatory Commission. Offer Caps in Markets Operated by Regional Transmission Organizations and Independent System Operators. Notice of Proposed Rulemaking. 154 FERC ¶ 61,038, January 21, 2016. Pag. 2



4. Conclusiones y Recomendaciones

En esta sección se presentará las conclusiones del presente documento y se insistirá en la recomendación de ANDEG de implementar el criterio de la planta más costosa del sistema para la definición de la metodología de valoración del precio de escasez, que se sustenta en los conceptos económicos de los sistemas de potencia y las mejores prácticas regulatorias implementadas por la FERC y evidenciadas por la Agencia Internacional de Energía.

4.1 Conclusiones

A lo largo del presente documento se han presentan tres elementos fundamentales que ha caracterizado la regulación del precio de escasez y el cargo por confiabilidad, durante el período comprendido entre 2015 a la fecha:

- i) La transmutación de la doctrina de la CREG sobre el alcance del esquema del cargo por confiabilidad y el precio de escasez;
- ii) La ambigüedad de la CREG para probar una relación objetiva, es decir, una relación matemática que permita valorar, la relación inversa, alegada por esta entidad, entre el cargo por confiabilidad y el precio de escasez, hasta ahora no presentada y finalmente;
- La falsa motivación e inducción a error de los agentes, en la sustentación de una modificación del cargo por confiabilidad y el precio de escasez, de las plantas que denominan de costos variables altos, basado en una función no utilizada en la estructuración del esquema en los años 2006 a 2006, y cuyo comportamiento matemático dista del argumento de la CREG sobre la relación inversa entre el precio de escasez y el cargo por confiabilidad.

Como consecuencia de lo anterior, en la Resolución 252 de 2016, la CREG, con los criterios de valoración presentados en el documento 156 de 2016, recomienda la adopción de un precio de escasez de 492.2⁵¹ COP/kWh, que de acuerdo con la CREG resuelve la ausencia de incentivos económicos que llevo a la decisión racional de varias compañías de generación a declararse indisponibles o solicitar la urgente intervención gubernamental para evitar una condición de insolvencia al tener márgenes operacionales negativos sin un límite determinado durante el evento de El Niño 2015 – 2016.

⁵¹ 164 USD/MWh valorado con una tasa de cambio de 3,000 COP/USD, de acuerdo al pie de página 23 del documento CREG 156 de 2016.



Lo anterior, sin embargo, como es consciente la CREG en los documentos presentados previamente, entra en contradicción los análisis presentado en el documento CREG 047 de 2007, en CREG 120 de 2015 y CREG 156 de 2016, donde ha identificado claramente que las plantas que operan diésel como combustible secundario, son sujeto de estrés financiero con la actual metodología de valoración del precio de escasez. Sin embargo, la inercia de la política regulatoria, de la inacción por parte de la CREG, sustentado en el argumento de una relación funcional inversa entre el precio del cargo por confiabilidad y el precio de escasez, que no ha sido probada por esta entidad o los consultores contratados para este fin, indujo e inducirá a un nuevo evento donde la confiabilidad del sistema se verá en riesgo y donde la confianza del mercado se verá erosionada nuevamente.

La CREG, de nuevo, como se evidencia del trazo histórico presentado en el documento, acudirá a nuevas teorías y nuevas doctrinas sobre el alcance del esquema de cargo por confiabilidad, como el cambio presentado con la Resolución CREG 178 de 2015, donde el esquema pasó de ser un instrumento de valoración del *missing money* requerido para remunerar las plantas pico del sistema y así gestionar la aversión de riesgo del sistema (o social, si se quiere) de un evento de racionamiento, por una valoración privada, del riesgo financiero que enfrenta un generador cuando le son asignadas Obligaciones de Energía Firme. En su momento, se contratará nuevos consultores, que, con información incompleta, concluirán la razonabilidad de la interpretación de la CREG, aunque inconsistente con la teoría económica y las mejores prácticas identificadas en mercados desarrollados internacionales, sobre el cual el esquema de cargo por confiabilidad construyó su base conceptual.

Adicionalmente, la CREG al desconocer convenientemente que una característica fundamental de las inversiones específicas en una industria es la irreversibilidad, como claramente lo concluyen Avinash Dixit y Robert Pindick en el libro *Investment Under Uncertainty*, incrementará el valor de la opción de invertir por el incremento de la incertidumbre, en la medida que es evidente la proclividad del regulador a instrumentalizar esquemas que reducen el valor intrínseco de las empresas, vía la no remuneración de los costos en los que se incurre en la prestación del servicio.

Lo anterior, evidencia una mala práctica regulatoria, sin un claro límite en el ordenamiento jurídico colombiano, que como en el caso del *Hope Decision* promulgado por la Corte de Apelaciones de Estados Unidos, delimite la intervención regulatoria en la fijación de tarifas sobre propiedad privada regulada. En el *Hope Decision*, se estableció que el alcance de los criterios de las tarifas, en el sentido que estas debían ser justas y razonables ("fair and reasonable") implicaba que los costos en los que se incurre en la prestación del servicio deben ser remunerados en su totalidad y adicionalmente debe remunerarse el costo de oportunidad del capital de los inversionistas en comparación con actividades del mismo riesgo. En la sección 3.5 de éste documento se presentó, como la regulación, en la práctica, asegura que las tarifas sean justas y razonables, tomando como ejemplo la Orden No. 831 de 2016, expedida recientemente, y por medio del cual la Federal



Energy Regulatory Commission (FERC) de Estados Unidos, modificó los precios techo de oferta (offer caps) en los mercados organizados de energía eléctrica, después de analizar la experiencia del polar vortex ocurrido en 2014 y que impactó la confiabilidad de los sistemas.

La ausencia de jurisprudencia para limitar la acción de las agencias regulatorias, revela la inseguridad jurídica a la que están sujeto los inversionistas en Colombia, lo que para el debate de competitividad pareciera que resulta irrelevante en la política pública, a pesar que dentro del marco de análisis sobre competitividad, que presenta Michael Porter⁵², los fundamentos microeconómicos de la productividad, sobre los cuales se sostiene la competitividad, exige la existencia de un contexto y reglas que incentive la inversión y la mejora sostenida.

En teoría, la Ley 143 de 1994, establece en los criterios de las tarifas que se debe garantizar la suficiencia financiera, la eficiencia económica, la neutralidad, la transparencia y la solidaridad y redistribución, sin exigir la priorización de ninguno de los anteriores. Sin embargo, es abierto el objetivo específico de la CREG, para que algunas compañías de generación no reciban tarifas, que en el contexto de Estados Unidos serían justas y razonables, sino que las conduzca a la quiebra, sustentado en un artificio conceptual insostenible y no probado.

Adicional al riesgo a los inversionistas, presentado anteriormente, la Comisión asume que el gas natural importado, es el precio referente para la valoración del precio de escasez, reduciendo la flexibilidad del sistema eléctrico, para afrontar disrupciones del suministro de este combustible, y dejando en la incertidumbre lo que pueda ocurrir ante un cambio en los mercados internacionales, que reducirían la confiabilidad del sistema eléctrico. Lo anterior, como se evidencia en el polar vortex de Estados Unidos, es una visión reduccionista y conceptualmente equivocada, del propósito central de los mecanismos de capacidad, como instrumentos creados para mitigar los riesgos que se enfrentan ante eventos climáticos extremos y más, de acuerdo a la nueva visión de la CREG, como un instrumento que juega y tiene atributos para mejorar los mercados de cubrimiento financiero y de corto plazo. La experiencia de los mercados eléctricos de Estados Unidos, evidencia, que la dualidad de las plantas permite aumentar la flexibilidad del sistema ante eventos adversos en el suministro o transporte de cualquiera de los combustibles que utilizan las plantas de generación y aumenta así, la resiliencia y confiabilidad del sistema eléctrico. En Colombia también se ha tenido experiencia, por la salida de un activo de transporte de gas, como consecuencia del fenómeno de La Niña, que puso en riesgo la atención de la demanda eléctrica en la costa caribe. La salida de un tramo del sistema de transporte de gas natural de la Costa Atlántica, redujo la oferta de las plantas que operan con gas natural y sirven para la estabilidad de

⁵² Porter, Michael E., Building the Microeconomic Foundations of Prosperity: Finding from the Business Competitiveness Index, In The Global Competitiveness Report 2003-2004, edited by Michael E. Porter, Klauss Schwab, and Xavier Sala-i-Martin, 29-56. Oxford University Press, 2004.



esta área operativa mediante generaciones de seguridad, y fueron sustituidas parcialmente por la operación de plantas con diésel, evitando la no atención de la demanda de manera extensiva.

En el mercado colombiano, existen varias plantas duales, que operan con combustible líquidos y que, ante eventos extremos, deben habilitarse para operar y no limitarse su disponibilidad en el mercado, por la definición de incentivos económicos equivocados. El sustento del precio de escasez (o el costo de racionamiento, en 1991) como una opción de costo del sistema y no como una medida del riesgo que el sistema enfrenta ante eventos extremos, como lo infirió la Corte Suprema de Justicia en su momento, ha sido la razón por la cual el sistema eléctrico colombiano enfrentó el racionamiento durante el fenómeno de El Niño de 1991-1992 y estuvo ad-portas de un racionamiento en el evento 2015-2016.

Para la demanda es más eficiente enfrentar precios por encima del precio promedio de bolsa, durante los períodos críticos, que suprimir éste artificialmente. Como bien se resaltó a lo largo del documento, el precio de escasez juega un rol clave en el aseguramiento de la confiabilidad, por dos vías: inducir la respuesta de la demanda e incentivar las plantas para estar disponibles en los eventos críticos.

4.2 Recomendaciones

Conceptualmente la alternativa coherente con el criterio presentado anteriormente, es definir la valoración del precio de escasez, con base en el criterio de la planta más costosa del sistema.

Para cada una de las plantas térmicas del SIN, el operador del mercado calculara el costo variable con la información reportada de acuerdo con la Resolución CREG 034 de 2001, de la siguiente forma:

$$\begin{aligned} \text{CV}_{\text{m}}^{k_{\text{j}}} &= \max \left[\beta \left(\text{CV}_{\text{m-1}}^{k,\text{diesel}} \times \text{HR}_{k}\right) + \text{COM}_{\text{m-1}} + \text{OCV}, \beta \left(\text{CV}_{m-1}^{k,\text{JetFuel}} \times \text{HR}_{k}\right) + \text{COM}_{\text{m}} \right. \\ &+ \left. \text{OCV}, \beta \left(\text{CV}_{m-1}^{k,\text{GNI}} \times \text{HR}_{k}\right) + \text{COM}_{m} + \text{OCV}, \beta \left(\text{CV}_{m-1}^{k,\text{GND}} \times \text{HR}_{k}\right) + \text{COM}_{m} \right. \\ &+ \left. \text{OCV}, \beta \left(\text{CV}_{m-1}^{k,\text{Carb\'{o}n}} \times \text{HR}_{k}\right) + \text{COM}_{m} + \text{OCV} \right] \end{aligned}$$

Donde,

β, variable dual, 0 o 1, de acuerdo al reporte realizado por la planta k al operador del sistema.

 $CV_{m}^{k_j}$, Costo variable de la planta térmica k en el mes m.

 HR_k , Heat rate reportado por la planta k para el Cargo por Confiabilidad, aplicado a el combustible específico.

 $CV_{m-1}^{k, Diesel}$, costo calculado a partir del valor reportado de diesel (USD/MBTU) por la planta k de acuerdo con la Resolución CREG 034 de 2001.



 ${\rm CV}_{m-1}^{k,{\rm JetFuel}}$, costo calculado a partir del valor reportado de jet fuel (USD/MBTU) por la planta k de acuerdo con la Resolución CREG 034 de 2001.

 $CV_{m-1}^{k,GNI}$, costo calculado a partir del valor reportado de gas natural importado (USD/MBTU) por la planta k de acuerdo con la Resolución CREG 034 de 2001.

 ${
m CV}_{m-1}^{k,G{
m ND}}$, costo calculado a partir del valor del gas natural doméstico (USD/MBTU) reportado por la planta k de acuerdo con la Resolución CREG 034 de 2001.

 $CV_{m-1}^{k,Carbón}$, costo calculado a partir del valor del carbón en (USD/MBTU) reportado por la planta k de acuerdo con la Resolución CREG 034 de 2001.

 COM_{m-1} , costos de operación y mantenimiento de la planta k

 OCV_{m-1} , Otros Costos Variables asociados al SIN del mes a facturar.

El operador del mercado, ordenará de menor a mayor los valores resultantes de aplicar la expresión matemática anterior a cada una de las plantas térmicas del sistema y definirá el precio de escasez como el valor más alto resultante del ordenamiento realizado. Es decir,

$$PE_{m} = \max_{CV^{k}} \left(CV_{m}^{k_{1}}, CV_{m}^{k_{2}}, \dots, CV_{m}^{k_{j}} \right)$$

Donde,

PE_m, Precio de Escasez en el mes m

 CV_m^k , Costo variable de la planta térmica k.

Para la estimación del precio OCV se debe ajustar la forma de cálculo del AGC, con una metodología similar al cálculo del CERE, de carácter indicativo, toda vez que como se evidenció que en los períodos críticos recientes, este factor tiende a impactar la recuperación de los costos variables de la planta más costosa.