

ANÁLISIS DEL PRECIO DE ESCASEZ Y DEL ESQUEMA DE GARANTÍAS PARA EL MOR

Documento de Estudio Presentado a la Comisión de Regulación de Energía y Gas

Diego Jara^{*1}

¹Director, Quantil S.A.S.

28 de octubre de 2016

^{*}diego.jara@quantil.com.co. Especiales agradecimientos a Juan David Martín por su valiosa y dedicada colaboración. El autor también agradece a Daniel Rojas y Juan Pablo Lozano.

Índice

1. Introducción	2
2. Precio de Escasez	3
2.1. Precio de Escasez: Prólogo	3
2.2. Alternativas Planteadas	5
2.3. Modelo de Optimización y Resultados	6
2.3.1. Esquemas de Precios de Escasez.	7
2.3.2. Proyecciones de Factores.	7
2.3.3. Corrección de la Medida Física.	12
2.3.4. Errores en la Predicción de Escasez.	12
2.3.5. Cálculo del CxC Mínimo para cada Generadora.	14
2.3.6. Cálculo del Costo de Energía para el Consumo Agregado.	20
2.3.7. Cálculo del Costo de Energía para el Consumo Agregado Incorporando Contratos Bilaterales.	25
2.3.8. Cálculo del Costo de Energía Óptimo para un Conjunto de Esquemas Prácticos.	27
3. Garantías de Contratos	30
3.1. Riesgo de Contraparte y Garantías: Situación Actual	30
3.2. Riesgo de Contraparte y Garantías: Propuesta de la CREG	31
3.3. Mercado Bilateral vs. Mercado Centralizado: Análisis	33
3.3.1. Estimación CVA	34
3.3.2. Estimación Costo de Oportunidad de Garantías	37
3.3.3. Estimación Costo para Entidad Centralizadora	41
4. Conclusiones y Recomendaciones	42
A. Anexo. Parque Generador Estudiado.	47
B. Anexo. Esquemas PESC analizados.	48
C. Anexo. Histogramas del Costo de la Energía.	49
D. Anexo. Histogramas del Costo de la Energía Incluyendo Riesgo de <i>Default</i>.	51

1. Introducción

Los eventos relacionados con la generación de electricidad en Colombia durante el reciente Fenómeno del Niño pusieron a prueba el esquema de compromisos de energía en firme. En particular, la parametrización actual del sistema ha sido objeto de cuestionamientos por parte de la industria. Como respuesta, diversas alternativas han sido propuestas para consideración del ente regulador, en particular relacionadas con la estructura del Precio de Escasez (PESC).

Relacionado con este tema, la CREG ha estudiado la posibilidad de introducir un Mercado Organizado para la operación de contratos de largo plazo [4]. Uno de los puntos más sensibles es el de la definición del esquema de garantías, lo cual va de la mano del punto de asignación de contrapartes de contratos, en caso de considerarse un esquema bilateral, o de centralización mediante una cámara.

Este estudio analiza dos puntos específicos dentro del universo amplio de elementos que definen el sistema del MEM. En primer lugar, analiza la definición del PESC desde un punto de vista de eficiencia para el mercado consumidor; el análisis considera que el mercado generador toma el PESC como insumo con el cual se puede calcular el Cargo por Confiabilidad mínimo que debería exigir para comprometerse a ofrecer Energía en Firme. La principal conclusión es que, tomando como insumo el parque generador existente, puede resultar muy costoso para el consumidor la definición de un techo muy bajo al PESC (más cercano a un piso de \$0, por ejemplo). La razón de esta contraintuitiva situación es que una subasta de confiabilidad tiende a cortar en el espectro más costoso, forzando al consumidor a pagar a todos los generadores un cargo que es igual al que bajo incertidumbre estimarían las de combustible costosos. En contraste, un precio de escasez alto traería esa estimación a una situación de corte diario (Bolsa), en donde típicamente los hidráulicas salen despachadas, abriendo la posibilidad de pagos muy altos para el consumidor ocasionalmente, pero en promedio reduciendo fuertemente el pago por consumo en el largo plazo (reduciendo el cargo al rango del costo de mantenimiento más costoso), lo cual puede evidenciarse ligando el PESC a combustibles de costos intermedios. Sin embargo, es posible encontrar óptimos para el consumidor que consisten en PESC más bajos que el actual, aunque la situación cambia si se considera un elemento de incumplimiento por parte de generadoras que hayan sostenido pérdidas altas por cumplir con sus OEF: ante esta suposición, los óptimos para el consumidor tienden a encontrarse en niveles de PESC más altos (que el actual). La situación se mantiene aún considerando la inclusión de contratos a futuro por parte de la demanda.

Un punto adicional encontrado es que los cargos teóricos que deberían cobrar las generadoras son estimados en menos de la mitad del cargo pagado en la actualidad (a existentes). Esto alerta a considerar la posibilidad de separar la confiabilidad de existentes de los planes de generación nueva, subastando de forma anual estas OEF.

En segundo lugar, el estudio analiza las alternativas relacionadas con la definición de contraparte en los productos del mercado, ya sea mediante centralización con una cámara, o con la asignación de contrapartes en el esquema bilateral, manteniendo un enfoque en el esquema de garantías (y en general de riesgo de contraparte) que debería definirse para propender por la seguridad del sistema. Se encuentran razones para buscar la eliminación de la bilateralidad en el MOR. En esa línea, se encuentra que, bajo un modelo cuantitativo de estimación al mediano plazo que supone la cobertura de toda la demanda regulada, el costo de oportunidad de las garantías que debería constituir el parque generador ante una cámara de compensación pueden ser del orden del costo de reconocer el riesgo crediticio en contratos bilaterales. Así, la recomendación de este estudio

es buscar la introducción de una cámara centralizadora de contraparte para eliminar el riesgo de contraparte que hoy gestionan los agentes.

El documento contiene cuatro secciones incluyendo esta introducción. La segunda sección expone el análisis del Precio de Escasez. La tercera sección estudia el tema de garantías y en general la gestión del riesgo de contraparte en el MOR. La cuarta sección concluye.

2. 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.

Esta sección parte de principios fundamentales para diseñar una métrica de comparación de distintas posibles definiciones del PESC, de forma tal que permita la implementación de una herramienta de comparación cuantitativa entre los distintos esquemas razonablemente plausibles.

2.1. Precio de Escasez: Prámbulo

El PESC define la señal de escasez en el mercado, y simultáneamente indica el valor máximo al cual las generadoras que tienen Obligaciones de Energía en Firme (OEF) deben entregar esa energía comprometida. 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.

Por otro lado, 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 en un nivel más alto de CxC. Así, las generadoras oferentes de energía en firme deben tomar como insumo la definición del PESC al momento de pujar, considerando los costos determinísticos, y los contingentes (eventos en que Bolsa supera el PESC).

El mecanismo del CxC y PESC fueron introducidos mediante la Resolución 071 de 2006 [9]. La última versión de la fórmula para el cálculo mensual del PESC, que incluye los ajustes de la

Resolución 070 de 2014 [8], es la siguiente:

$$PE_m = PE_{m-1}^c + OCV_{m-1} + COM_{m-1}, \quad (1)$$

donde PE_m es el PESc total vigente para el mes m , PE_{m-1}^c , OCV_{m-1} y COM_m son, respectivamente, la parte combustible del precio de escasez, la suma de costos variables (CERE, FAZNI, aportes Ley 99 de 1993 y servicio AGC), y parte variable del costo de operación y mantenimiento vigentes en el mes anterior.

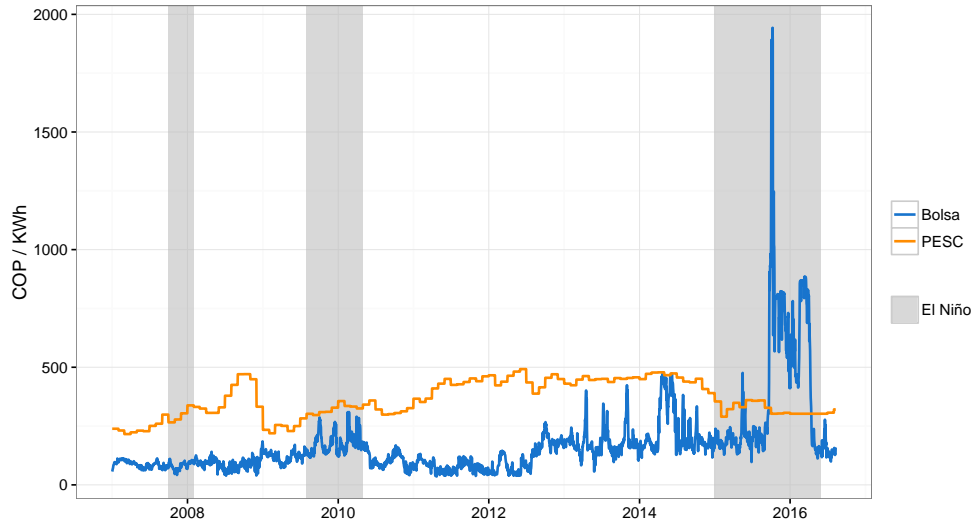
La parte combustible del precio de escasez se actualiza mensualmente mediante la siguiente fórmula:

$$PE_m^c = PEUSD_{ene2014}^c \cdot \frac{I_{m-1}}{I_{dic2013}} TRM_m; \quad (2)$$

$PEUSD_{ene2014}^c$ es el precio de escasez parte combustible vigente durante el mes de enero de 2014 expresado en USD/KWh, $I_{dic2013}$ e I_{m-1} corresponden al promedio aritmético del precio de cierre diario del *Platts US Gulf Coast Residual Fuel Oil No.6 1 % sulfur* vigente en diciembre de 2013 y para el último mes de información, respectivamente. Finalmente, TRM_m es la tasa de cambio (COP/USD) oficial vigente para el día del cálculo.

Recientemente, mediante la Resolución 178 del 2015 [12], se decretó un valor mínimo para el PESc igual al valor vigente durante el mes de octubre de 2015 ($PE_{oct2015} = 302.34$ COP/KWh).

Figura 1: Evolución del precio de bolsa (promedio diario) y del precio de escasez.



Fuente: Cálculos propios a partir de información de XM Expertos en Mercados E.S.P. y del *National Oceanic and Atmospheric Administration*.

En esencia, el esquema del CxC es una transferencia de riesgo del consumidor al generador: 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).

El reciente Fenómeno del Niño puso a prueba el diseño de este sistema: a finales del 2015, como se observa en la Figura 1, el precio de Bolsa superó dramáticamente el PESC, exhibiendo fragilidades en un subconjunto del sistema generador, que se vio inhabilitado para cumplir con los compromisos adquiridos. En efecto, en algunos casos los precios de los combustibles requeridos para generar la energía comprometida resultaron ser múltiplos del precio que recibirían por esa energía.

Como consecuencia, y para gestionar la crisis y la posible eventualidad de un racionamiento forzado de energía, la CREG, por medio de la Resolución 178 de 2015 [9], incrementó el PESC para el subconjunto de generadoras más expuestas, y puso un piso al PESC, como se mencionó anteriormente.

Este accionar, aunado con la aún frágil situación del parque generador, plantearon cuestionamientos del diseño del PESC:

- ¿Cómo garantizar el cumplimiento de las OEF adquiridas por generadoras?
- ¿Es posible diseñar un esquema más adecuado para el PESC?
- ¿Debería el PESC ligarse dinámicamente al costo más alto de generación?
- ¿Es razonable pensar en múltiples esquemas del PESC que coexistan bajo varios regímenes?

Un elemento adicional cuestionado es el nivel pactado en las subastas del CxC, pero en este caso debe ser clara la señal de hacer respetar los contratos firmados, para fortalecer la credibilidad del sistema y en particular de contratos que se subasten en el futuro.

2.2. Alternativas Planteadas

Varias propuestas han sido planteadas con el objeto de reducir los problemas percibidos del PESC actual. Algunas de éstas sugieren definir un nuevo PESC como:

- El costo de generación de la térmica más costosa que haya respaldado sus OEF con LNG.
- El costo de generación de la térmica más costosa.
- Un precio fijo, que supere ampliamente el costo marginal más alto en la actualidad.

Varios fundamentos subyacen la razón de ser de estas propuestas. Por un lado, se argumenta que la misma CREG definió en sus orígenes el PESC según las condiciones de las generadoras más ineficientes y con el combustible más costoso [9]. La extensión natural de este paradigma resulta en las definiciones que sugieren atar el PESC directamente al combustible más costoso. Debe resaltarse que este concepto, utilizado por la CREG en el 2006 para fijar el punto inicial del PESC, definió condiciones para incentivar la inversión de nuevas plantas. Sin embargo, en el mediano plazo, la intención es propender por una mayor eficiencia de los participantes, lo cual no es consistente con una fijación del PESC al punto más costoso.

Por otro lado, se cuestiona la sabiduría de exigir al regulador la definición de un PESC que de cierta forma valore el riesgo de combustibles en el mercado y que esté atado a índices que pueden alejarse de la realidad del costo de combustibles en el mercado colombiano.

2.3. Modelo de Optimización y Resultados

Buscando una plataforma cuantitativa de comparación de distintos esquemas factibles para el PESC, se propone analizar el impacto que pueden tener sobre el consumidor final. Específicamente, se cuantificará el costo relativo de la electricidad que pagaría el consumidor bajo distintas sombrillas de PESC.

Para desarrollar el análisis, se debe estudiar la participación del parque generador existente en la asignación de OEF nuevas. La regulación actual le permite participar de subastas accediendo al precio de corte de inversiones nuevas. Este esquema no diferencia en precio la oferta existente de la nueva, a pesar de que el elemento de inversión sí es un diferenciador importante. Como se verá más adelante, una estimación del CxC que deberían recibir existentes es más que duplicada por el pago actual.

Una alternativa sería subastar nuevos CxC al parque existente ya sea de forma anual, manteniendo el periodo actual de renovación, o buscando periodos más largos de compromiso. En general este esquema mantendría una correspondencia dinámica entre el PESC vigente, las condiciones de mercado, y las ofertas de cada generadora en el CxC. Si se usa un año como periodo para estas subastas, cambios estructurales podrían incorporarse en nuevas subastas, evitando compromisos de largo plazo que pueden ser de difícil valoración y alta incertidumbre.

La desventaja de subastas anuales para existentes se presenta de cara al consumidor, quien observaría cambios, posiblemente drásticos, en este rubro de su factura anualmente. Sin embargo, esta desventaja es menor comparada con las ventajas de permitir a las existentes la incorporación del entorno de forma periódica para ofrecer energía en firme.

La expansión podría tener su propia subasta, con compromisos de largo plazo para atraer inversión, aunque este plazo debería ser lo mínimo posible para evitar la incorporación de incertidumbres muy altas en la valoración de los CxC a subastar.

El presente análisis se realiza sobre un esquema en que el CxC de existentes se subasta anualmente, y se estudia la relación entre el PESC y el CxC en este sistema. De este modo, los costos de inversión no se incluyen, permitiendo una reducción en el CxC asignado a existentes.

Un punto importante a considerar es el esquema de disuasión a incumplir compromisos adquiridos. La primera línea debería ser la inclusión de garantías fácilmente ejecutables en el momento de un incumplimiento. Entendiendo que el activo natural para exhibir como colateral es la misma planta, en momentos de escasez este activo no genera un flujo inmediato: de hecho, fuerza al gobierno, quien tomaría posesión del activo, a adquirir el combustible para usar la planta, presumiblemente a precios altos. Sin embargo, debe considerarse que el activo tendría posiblemente un valor “de mercado” muy superior al costo marginal de generación, aunque su liquidación podría ser una carga operativa alta.

En esta línea, podría tomarse el CxC (por ejemplo la porción desligada del mantenimiento) como garantía, que puede ser liberada en la medida en que se acorta el periodo de cobertura. Esto imitaría el mercado de opciones, donde la prima de venta se toma típicamente como garantía inicial. La definición del periodo anual facilita la implementación de este sistema.

Una segunda línea podría ser la implementación de penalidades a generadoras incumplidas. Éstas pueden considerar la exclusión de futuras participaciones en subastas periódicas, por ejemplo.

Una tercera línea, más remota en su plausibilidad, es la transferencia del riesgo adquirido al sector asegurador (o reasegurador) o financiero en general. Sin embargo, elementos como el riesgo moral, la concentración de riesgos, y la exposición a elementos de difícil cobertura (como el precio de combustibles de específico consumo en Colombia), sugieren el alto reto implícito en esta alternativa.

2.3.1. Esquemas de Precios de Escasez.

En primer lugar, se define el conjunto de análisis mediante definiciones alternativas de PESC que construyan sobre la definición actual, y las propuestas del mercado, permitiendo separar la definición de escasez del sistema (*trigger*) del precio máximo de venta de energía en firme en eventos de escasez. Los esquemas planteados incluyen los siguientes:¹

1. PESC como precio máximo de venta de OEF; definición de escasez: $PESC < \text{Bolsa}$.
 - a) Precios constantes (pesos de hoy) por kWh: (i) \$0, (ii) \$200, (iii) \$300, (iv) \$500, (v) \$800, (vi) \$3,000 ($\simeq \infty$).
 - b) Precios indexados: (i) Oil No. 6, (ii) Carbón, (iii) Gas, (iv) máximo de (Fuel Oil #2, Fuel Oil #6, Carbón, Gas, ACPM, Jet A-1). Para cada alternativa, definir los precios iniciales según (a) generadora más ineficiente por combustible, (b) generadora mediana (en eficiencia), (c) tomando el percentil 95 del precio histórico de Bolsa, (d) el PESC mínimo actual \$302.43.
2. PESC como precio máximo de venta de OEF; definición de escasez como nivel agregado de aportes hídricos mensuales por debajo del percentil 10 % histórico.
 - a) Precios constantes (pesos de hoy) por kWh: (i) \$0, (ii) \$200, (iii) \$300, (iv) \$800, (v) \$3,000 ($\simeq \infty$).
 - b) Precios indexados: (i) Oil No. 6, (ii) Carbón, (iii) Gas, (iv) máximo de (Fuel Oil #2, Fuel Oil #6, Carbón, Gas, ACPM, Jet A-1). Tomando como precio inicial (a) \$302.43 de hoy, (b) el costo marginal hoy de una generadora ineficiente.

El análisis buscará la alternativa que pueda ser más beneficiosa para el consumidor final.

Es factible pensar en múltiples esquemas del PESC que coexistan, e incluso que puedan ser diseñados de forma distinta para distintos tipos de generadores. Esta posibilidad podría permitir un diseño más detallado para ampliar las alternativas de optimización para el usuario, pero el alcance se deja para un estudio posterior.

2.3.2. Proyecciones de Factores.

Se construye un modelo econométrico para la proyección de escenarios futuros del mercado, en el cual simula de forma simplificada el despacho ideal. En particular, el modelo genera una predicción de generación por recurso, precio de bolsa y el nivel de los embalses, como función de los factores de riesgo como variables exógenas.

¹En el Anexo B se muestra una lista completa de los esquemas de analizados en este estudio.

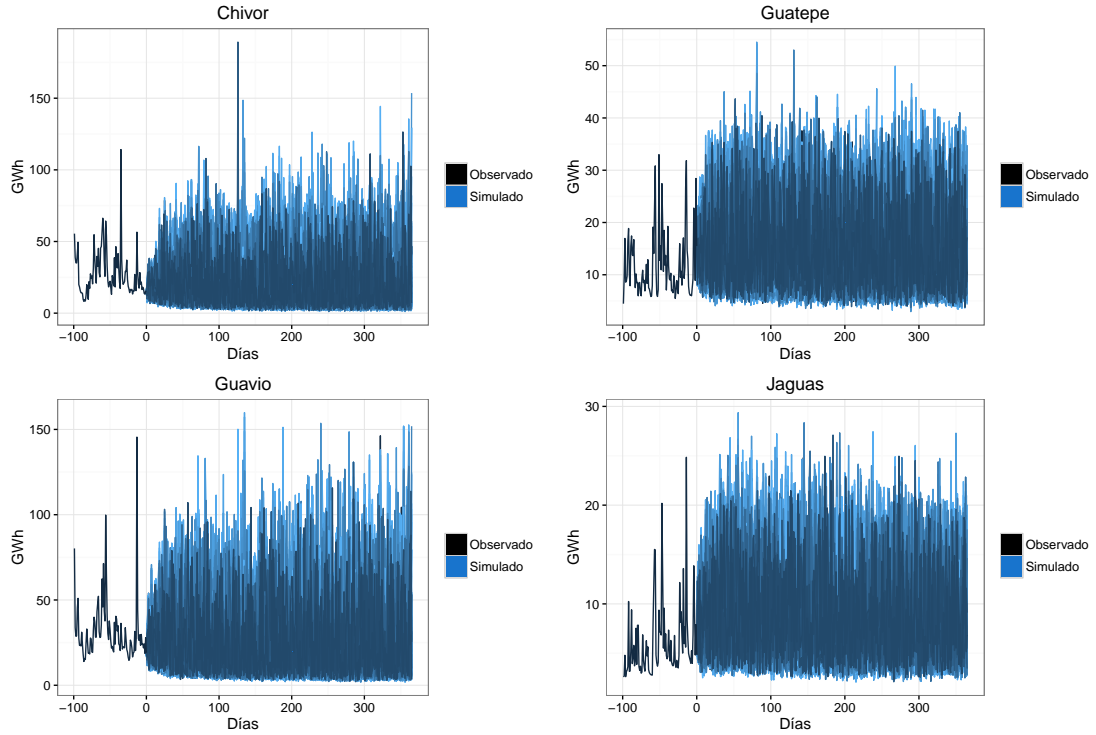
Las variables exógenas del modelo corresponden a la demanda de energía, la disponibilidad de capacidad, los aportes hídricos, precios de combustibles y la tasa de cambio. Las proyecciones de la demanda y la disponibilidad se generan a siguiendo la metodología de [17], para la cual el componente determinístico es modelado en función de una tendencia de crecimiento anual, rangos de franja horaria, días de la semana y meses del año; para el componente estocástico se ajusta un SARIMA con estacionalidad horaria.

Por otro lado, las proyecciones de los aportes hídricos se generan a partir de un VAR cointegrado para las series diarias de los caudales agregados para cada generador. En particular, se supone que los caudales diarios, para los $K = 20$ recursos hídricos del parque generador que operan con embalse², pueden expresarse de forma matricial como sigue:

$$\mathbf{z}_t = \boldsymbol{\alpha}_0 + \sum_{p=1}^P \mathbf{A}_p \mathbf{z}_{t-p} + \boldsymbol{\epsilon}_t, \quad (3)$$

donde \mathbf{z} es un vector $K \times 1$ con el valor en GWh de los aportes hídricos diarios agregados de cada embalse, t es el indicador de día, p indica número de rezagos, $\boldsymbol{\alpha}_0$ es un vector $K \times 1$ de constantes, \mathbf{A} es una matriz $K \times K$ de coeficientes y $\boldsymbol{\epsilon}_t$ es el vector de errores que se toma como ruido blanco. En la Figura 2 se presentan 1000 proyecciones de los aportes hídricos diarios para cuatro hidroeléctricas.

Figura 2: Proyecciones para los aportes hídricos agregados de cuatro embalses.



Fuente: Cálculos propios a partir de información de XM Expertos en Mercados E.S.P.

²Estas son Albán, Betania, Calima, Chivor, El Quimbo, Guatapé, Guatrón, Guavio, Jaguas, La Tasajera, Miel I, Pagua, Playas, Porce II, Porce III, Prado, Salvajina, San Carlos, Sogamoso y Urrá

La proyecciones de caudales son usadas como insumo para simular el nivel de los embalses como una cadena de Markov en un modelo dinámico. En este modelo se supone que las decisiones de disponibilidad de cada generador dependen de sus expectativas sobre el precio de bolsa y sus aportes futuros. Formalmente, plantenado que el stock de agua utilizable por el generador en el día siguiente, w_{t+1} , está determinado por el siguiente proceso

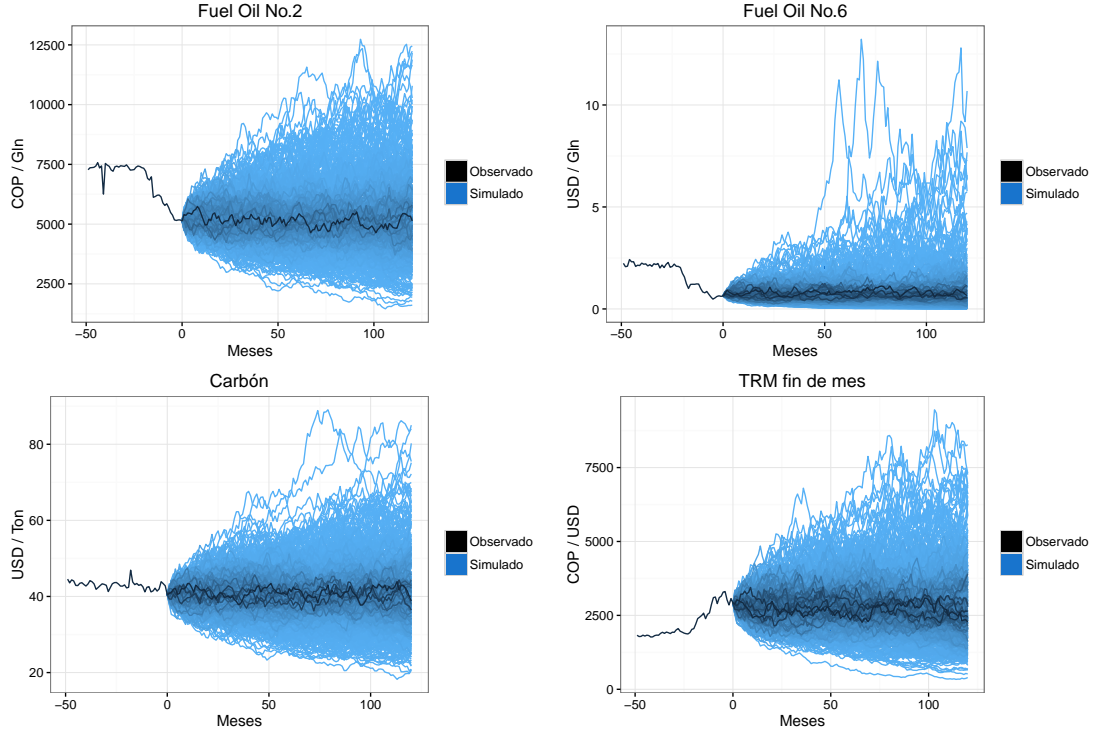
$$w_{t+1} = w_t + z_t - g_t, \quad (4)$$

donde z y g son respectivamente el caudal de los aportes hídricos y el nivel de producción del agente, entonces el nivel óptimo de capacidad disponible para el periodo actual, q , estará dado por la siguiente ecuación

$$q_t = \arg \max_{q_t} V(q_t, s_t) = (E[p_t | s_t] - c_i) q_t + \beta E[V(q_{t+1}, s_{t+1}) | s_t], \quad (5)$$

siendo p el precio de bolsa, V el valor presente de todos los pagos que el agente espera recibir como función de su decisión de disponibilidad y del estado $s_t = \{w_t, z_t\}$.

Figura 3: Proyecciones para el precio mensual de 3 combustibles y la TRM.



Fuente: Cálculos propios a partir de información de Ecopetrol, *Energy Information Administration* y DANE.

De forma similar a los aportes hídricos, se estima un modelo VAR para los cambios porcentuales en el precio de los combustibles y la tasa de cambio. En este caso se emplean series mensuales de: carbón, gas, fuel oil No. 2, fuel oil No. 6 y Jet A-1, junto con la serie de la TRM (fin de mes).

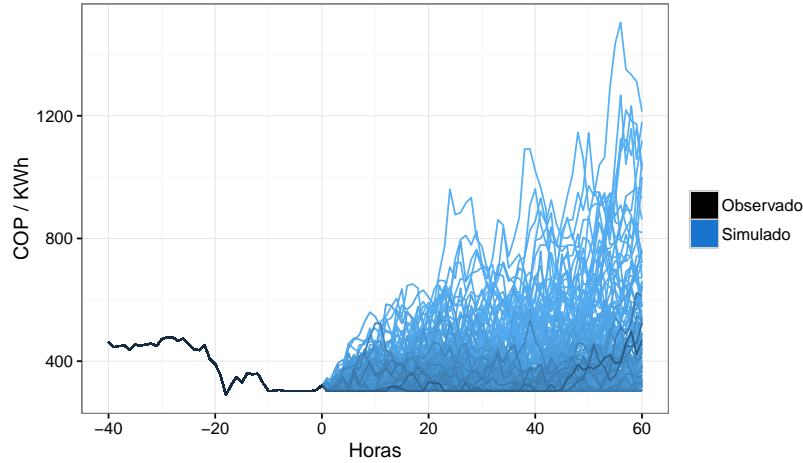
El modelo correspondiente puede escribirse como:

$$\Delta \mathbf{y}_t = \beta_0 + \sum_{p=1}^P \mathbf{B}_p \Delta \mathbf{y}_{t-p} + \varepsilon_t, \quad (6)$$

donde \mathbf{y}_t es un vector 6×1 que contiene el logaritmo natural del precio de los 5 combustibles mencionados y la TRM correspondientes al mes t , β_0 es un vector de 6 constantes, \mathbf{B} es una matrix 6×6 de coeficientes y ε_t es el vector de errores. En la Figura 3 se presentan las proyecciones correspondientes a tres combustibles y a la TRM de fin de mes.

Las proyecciones de estas series de combustibles son empleadas para indexar los costos variables de generación para las unidades térmicas a partir de unos valores iniciales suministrados por la CREG. Asimismo, las proyecciones del precio del fuel oil No.6 y de la TRM sirven como insumo para simular el PESC de acuerdo con la resolución actual (ver Figura 4).

Figura 4: Proyecciones para el precio de escasez.



Fuente: Cálculos propios a partir de información de XM Expertos en Mercados E.S.P.

En cuanto al precio de bolsa, se sigue la metodología propuesta por [17]. En particular, el precio de bolsa se modela como la combinación de un proceso determinístico, que es función de la demanda horaria y la disponibilidad de capacidad, y de dos procesos estocásticos:

$$p_t = \exp\{f(\mathbf{x}, t) + X_t + Y_t\}, \quad (7)$$

donde p_t es el precio de bolsa en el momento t , f es una función determinística conocida que depende de t y de un vector de variables exógenas \mathbf{x} compuesto por el pronóstico de demanda, disponibilidad de capacidad, aportes hídricos, precio de combustibles y el Índice Oceánico de El Niño. El componente X_t es un proceso estacionario de corto plazo con estacionalidad horaria, modelado como un SARIMA(2, 0, 1) \times (2, 0, 0)[24]:

$$X_t = \phi_1 X_{t-1} + \phi_2 X_{t-2} + \theta_1 \epsilon_{t-1} + \Phi_1 X_{t-24} + \Phi_2 X_{t-48} + \epsilon_t. \quad (8)$$

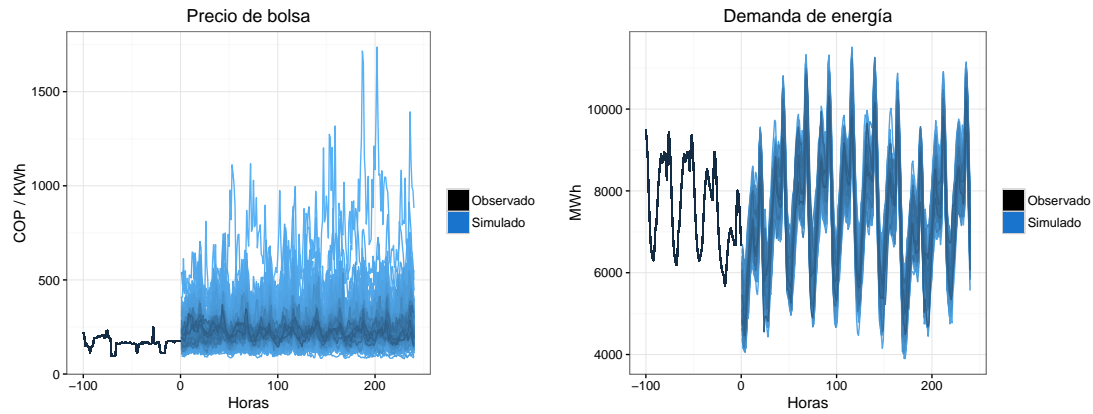
Por otra parte, Y_t es un proceso de tendencia de largo plazo y es modelado como una caminata aleatoria con reversión a la media tipo Ornstein–Uhlenbeck:

$$dY_t = \lambda(\mu - Y_t) dt + \sigma dW_t, \quad (9)$$

donde $\lambda, \sigma > 0$, y dW_t es ruido blanco.

La parte determinística de este modelo se ajusta mediante un polinomio de tercer orden para el vector \mathbf{x} junto con efectos fijos por franjas horarias, meses del año y días de la semana. Los parámetros asociados a la ecuación del componente de corto plazo (8) se estiman a partir de los residuos $e_t = \ln(p_t - Y_t) - f(\mathbf{x}, t)$. En cuanto al proceso de largo plazo, el modelo es calibrado a partir de las series mensuales de los precios promedio de contratos bilaterales. En la Figura 5 se presentan las proyecciones tanto para el precio de bolsa como para la demanda de energía.

Figura 5: Proyecciones para el precio de bolsa y la demanda de energía horaria.



Fuente: Cálculos propios a partir de información de XM Expertos en Mercados E.S.P.

Finalmente, la generación y el nivel de los embalses se definen mediante un despacho simplificado en el cual el orden de méritos depende de los costos de generación de las unidades térmicas y de las ecuaciones (4) y (5) para las plantas hidráulicas.

En los Cuadros 1 y 2 se presentan, respectivamente, los promedios y desviaciones estándar de las simulaciones por mes del año para: el volumen agregado promedio de los embalses, caudales agregados mensuales y promedios mensuales del costo promedio de generación, precio de bolsa y PESC.

Cuadro 1: Media de las simulaciones para agregados mensuales de las variables

Mes	Volumen (TWh)	Caudales (TWh)	Costo (COP/KWh)	Bolsa (COP/KWh)	PESC (COP/KWh)	Generación (GWh)
1	451.87	121.13	187.65	165.79	302.43	5001.82
2	439.77	117.24	121.90	181.86	302.97	5122.73
3	499.83	132.04	114.19	169.59	303.49	5636.63
4	487.41	120.55	112.42	161.79	303.50	5385.78
5	505.90	123.50	117.61	138.54	305.78	5659.15
6	491.60	120.28	115.95	135.22	305.94	5453.27
7	499.07	124.59	116.18	132.08	307.48	5616.33
8	497.15	124.71	121.68	156.79	309.17	5734.06
9	484.05	116.40	125.77	168.73	314.19	5603.27
10	502.97	123.37	121.63	185.10	313.51	5718.80
11	489.69	119.98	122.19	150.49	313.73	5558.53
12	503.36	122.71	120.66	113.35	314.98	5697.31

Cuadro 2: Desviación estándar de las simulaciones para agregados mensuales de las variables

Mes	Volumen (TWh)	Caudales (TWh)	Costo (COP/KWh)	Bolsa (COP/KWh)	PESC (COP/KWh)	Generación (GWh)
1	2.16	7.19	4.44	50.60	0.01	57.14
2	3.73	10.99	6.81	57.56	2.54	60.79
3	5.02	9.18	6.53	53.95	3.97	63.00
4	5.42	9.84	7.39	53.06	5.19	72.63
5	6.74	11.91	9.21	46.10	12.30	73.49
6	6.66	9.41	8.91	41.88	16.79	69.08
7	8.29	10.57	9.43	42.81	20.69	71.51
8	6.66	10.07	10.88	50.87	22.60	65.31
9	6.94	9.95	10.94	54.49	31.53	67.32
10	6.17	10.79	10.96	59.37	33.00	69.59
11	6.05	12.47	9.65	47.29	34.72	74.46
12	8.67	9.57	11.77	30.16	34.09	70.22

Los datos para la calibración del modelo provienen de diversas fuentes. La información histórica de aportes hídricos, nivel de embalses, generación, precios de bolsa y escasez se obtienen del Portal BI de XM. Series históricas de combustibles Fuel Oil No.2, Fuel Oil No.6 y JET A-1 son tomadas de la página web de Ecopetrol. Las series de precios del gas natural y carbón provienen de la agencia *Energy Information Administration* (EIA), del Departamento de Energía de Estados Unidos. Finalmente, la tasa de cambio e índices de precios se obtienen del DANE. Todas las variables monetarias son proyectados en precios constantes de septiembre de 2016 por medio de los índices de precios al productor de Colombia y Estados Unidos, según corresponda.

2.3.3. Corrección de la Medida Física.

Las proyecciones generadas con modelos de series de tiempo son generadas bajo la *Probabilidad Física*, que representa la distribución percibida de precios en el futuro. Sin embargo, la teoría de valoración de derivados define la *Probabilidad de Neutralidad al Riesgo* como aquella probabilidad equivalente que implica un crecimiento promedio igual a la tasa libre de riesgo para todos los activos considerados. En términos equivalentes, los precios futuros deben crecer a una tasa igual a 0, para cada subyacente considerado. Para todos los factores considerados (excepto el nivel de embalses) es factible pensar en la existencia de un mercado de futuros. Esto sugiere un cambio en la medida de análisis para forzar esta situación. Esta corrección se realiza para todos los factores proyectados, excepto el nivel de aportes.³

2.3.4. Errores en la Predicción de Escasez.

Es interesante analizar los esquemas en los cuales el *trigger* de escasez está definido por el nivel de los aportes hídricos mensuales agregados. Bajo este tipo de definiciones pueden existir inconsistencias o “errores” entre la señal de escasez (nivel aportes) y el costo de la energía.

En general estas inconsistencias pueden resumirse en dos casos:

- i) Se considera periodo de escasez porque los aportes hídricos agregados están por debajo de

³El nivel de aportes es una fuente de incompletitud del mercado considerado. Se procede con la Probabilidad Física para el cálculo de valoración de pagos contingentes, entendiendo que una extensión del trabajo podría considerar mecanismos para ajustar la corrección del precio de riesgo para esta variable.

su percentil 10 % histórico pero el precio de bolsa es menor que el PESC vigente.

- ii) No se considera periodo de escasez porque los aportes hídricos agregados están por encima de su percentil 10 % histórico pero el precio de bolsa está por encima del PESC vigente.

Estos dos casos pueden ser denotados como errores tipo I y tipo II, respectivamente.

Cuadro 3: Porcentaje de errores tipo I y II entre definiciones de escasez por esquema PESC

Esquema PESC	Error I (%)	Error II (%)
Igual a 300, sin precio techo	0.0000	3.9092
igual a 800, sin precio techo	0.0000	0.0363
Indexar 302 al Fuel Oil 6, sin precio techo	0.0000	3.5989
Indexar 302 al gas, sin precio techo	0.0000	6.2702
Indexar 302 al max, sin precio techo	0.0000	4.7109
Indexar menos eficiente to Oil 6, sin precio techo	0.0000	0.2533
Indexar menos eficiente al gas, sin precio techo	0.0000	2.0914
Indexar menos eficiente al max, sin precio techo	0.0000	0.0799
Igual a 300, con precio techo	0.0000	3.9092
Igual a 800, con precio techo	0.0000	0.0000
Indexar 302 to Oil 6, con precio techo	0.0000	3.5989
Indexar 302 al gas, con precio techo	0.0000	6.2702
Indexar 302 al max, con precio techo	0.0000	4.7109
Indexar menos eficiente to Oil 6, con precio techo	0.0000	0.2509
Indexar menos eficiente al gas, con precio techo	0.0000	2.0911
Indexar menos eficiente al max, con precio techo	0.0000	0.0217
Igual a 0, sin precio techo	0.0000	96.2738
Igual a 3000, sin precio techo	0.0000	0.0001
Igual a 0, con precio techo	0.0000	96.2738
Igual a 3000, con precio techo	0.0000	0.0000
Igual a 200, sin precio techo	0.0000	19.4313

El error tipo I, puede ocurrir si el PESC vigente es suficientemente alto; por ejemplo $PESC = 3000$. Alternativamente, puede ocurrir que los embalses están lo suficientemente llenos debido a restricciones previas en capacidad y al mismo tiempo el costo de la planta térmica marginal es lo suficientemente bajo, comparado con el PESC vigente. Por otro lado el error tipo II, puede ocurrir si el PESC vigente es suficientemente bajo; por ejemplo $PESC = 0$, o simplemente si el costo de la planta térmica marginal despachada es lo suficientemente alto, comparado con el PESC vigente.

En el Cuadro 3 se resume el porcentaje promedio de eventos correspondientes a cada tipo de error que se observa en las simulaciones. Como se puede observar, el error I nunca ocurre en un total de 43,824,000 horas simuladas ($5 \times 365 \times 24 \times 1000$) para cada esquema de PESC. Por el contrario, el error II ocurre casi con certeza en los casos cuando $PESC = 0$.⁴ Otro error alto (20 %) se presenta en el esquema cuando $PESC = 200$, es decir uno de los esquemas con PESC más bajos.

⁴En este caso la única excepción es cuando el nivel de los aportes agregados está por encima de su percentil 10 %. Por eso el porcentaje de error se aproxima a 90 % (100 %-10 %).

2.3.5. Cálculo del CxC Mínimo para cada Generadora.

Como se mencionó anteriormente, el presente análisis supone el caso hipotético en que el parque generador existente subasta nuevos CxC de forma anual, independiente de las subastas de ampliación del parque. Este mercado permite una plataforma para comparar los distintos esquemas de PESc.

Cuando una generadora existente participa en estas subastas, su puja se puede separar en el rubro de mantenimiento, que es una cantidad 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, tomando simulaciones bajo la probabilidad de neutralidad al riesgo, el costo de la opción por Obligaciones de Energía en Firme (OEF) de una unidad de generación existente j , considerando el esquema de escasez r , es:

$$CO_j^r = \sum_{m=1}^{12} \sum_{d=1}^{D_m} \sum_{h=0}^{23} [\mathcal{I}^r \max\{\min\{P_{dh}^b, C_{jm}\} - PESc_m^r, 0\} \times OHEF_{jdh}] \frac{1}{(1 + \tau)^m}, \quad (10)$$

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}^b : precio de bolsa en la hora h del día d
- $PESc_m^r$: precio de escasez del mes m bajo el esquema r
- C_{jm} : es el costo variable de generación de la unidad j
- $OHEF_{jdh}$: obligación horaria de energía en firme promedio de la unidad de generación j
- τ : tasa de descuento mensual

De esta forma, el pago mínimo anual de CxC que una unidad de generación j estaría dispuesta a aceptar bajo el esquema de escasez r sería igual a CO_j^r más los costos fijos de administración, operación y mantenimiento correspondientes al año de vigencia de la opción.

En el Cuadro 4 se presenta el costo total de la opción, incluyendo costos de operación y mantenimiento, en pesos por kWh, por tipo de combustible⁵, para 12 esquemas de PESc. La tasa de descuento empleada para este cálculo es de 12% anual, que aproxima los costos de fondeo 4% por encima de costos de financiación del gobierno a largo plazo. Los costos de operación y mantenimiento para cada tecnología se obtienen a partir del simulador GeoLCOE, desarrollado por la Universidad de Antioquia en Medellín y avalado por UPME.

⁵Para agrupar los costos de cada planta por combustible se tomó el combustible por defecto de cada generador.

Cuadro 4: Costo total de la opción por tipo de combustible (COP/KWh)

Esquema PESc	Fuel Oil 2	Carbón	Fuel Oil 6	Gas	Jet A-1	Agua
Resolución actual	13.93	25.53	15.48	11.77	14.82	10.95
Constante igual a 0	45.61	81.45	97.63	100.91	58.56	20.37
Constante igual a 200	16.98	27.66	24.25	19.44	20.30	10.95
Constante igual a 300	14.00	25.56	15.66	11.88	14.94	10.95
Constante igual a 3000	13.27	25.22	13.27	10.87	13.27	10.95
Indexado al costo del carbón para la planta menos eficiente	13.28	25.22	13.27	10.87	13.27	10.95
Indexado al costo del gas para la planta menos eficiente	13.63	25.40	14.40	10.87	14.06	10.95
Indexado al costo máximo para la planta menos eficiente	13.28	25.23	13.27	10.87	13.27	10.95
Indexado al costo carbón para planta de eficiencia mediana	21.16	31.82	36.61	32.52	27.47	10.95
Escasez: perc. 10 de los aportes mensuales. PESc igual a 300, sin precio techo	13.30	25.24	13.36	10.91	13.35	10.95
Escasez: perc. 10 de los aportes mensuales. PESc Indexar 302 al Fuel Oil 6, sin precio techo	13.30	25.24	13.35	10.90	13.34	10.95
Escasez: perc. 10 de los aportes mensuales. PESc Indexar 302 al gas, sin precio techo	13.33	25.25	13.42	10.93	13.40	10.95
Escasez: perc. 10 de los aportes mensuales. PESc Indexar 302 al max, sin precio techo	13.31	25.24	13.39	10.93	13.37	10.95
Escasez: perc. 10 de los aportes mensuales. PESc igual a 0, sin precio techo	14.60	27.43	16.53	14.15	15.66	11.30
Escasez: perc. 10 de los aportes mensuales. PESc igual a 3000, sin precio techo	13.27	25.22	13.27	10.87	13.27	10.95
Escasez: perc. 10 de los aportes mensuales. PESc igual a 200, sin precio techo	13.42	25.32	13.69	11.18	13.61	10.95

Cuadro 5: Costo total de la opción por unidad de generación (COP/KWh)

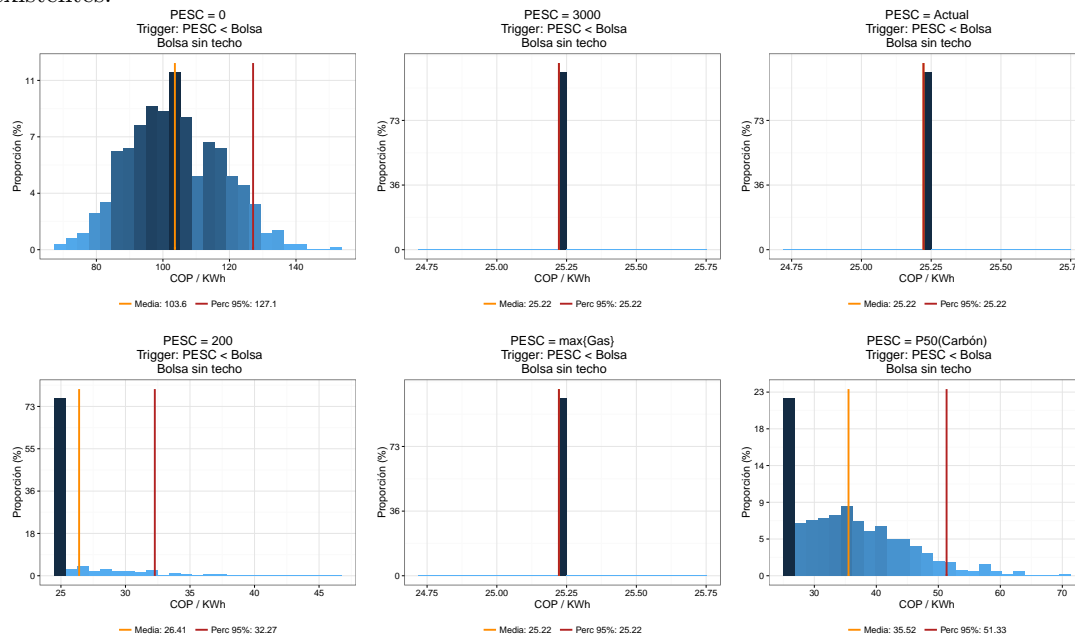
Esquema PESc	Hidr. 1	Hidr. 2	FOL6. 1	FOL6. 2	Carb. 1	Carb. 2	Gas 1	Gas 2	FOL2. 1	FOL2. 2
Resolución actual	10.95	10.95	15.74	14.85	25.22	25.22	14.47	11.52	14.86	13.27
Constante igual a 0	20.41	20.14	104.28	70.55	33.91	113.00	105.96	102.36	57.13	21.96
Constante igual a 200	10.95	10.95	25.03	21.44	25.22	30.47	24.01	19.91	20.10	13.27
Constante igual a 300	10.95	10.95	15.94	14.99	25.22	25.22	14.66	11.61	14.97	13.27
Constante igual a 3000	10.95	10.95	13.27	13.27	25.22	25.22	13.27	10.87	13.27	13.27
Indexado al costo del carbón para la planta menos eficiente	10.95	10.95	13.27	13.27	25.22	25.22	13.27	10.87	13.27	13.27
Indexado al costo del gas para la planta menos eficiente	10.95	10.95	14.58	14.01	25.22	25.30	13.88	10.87	14.13	13.27
Indexado al costo máximo para la planta menos eficiente	10.95	10.95	13.27	13.27	25.22	25.22	13.27	10.87	13.27	13.27
Indexado al costo carbón para planta de eficiencia mediana	10.95	10.95	38.24	30.28	25.22	44.15	37.62	33.50	26.96	13.27
Escasez: perc. 10 de los aportes mensuales. PESc igual a 300, sin precio techo	10.95	10.95	13.37	13.35	25.22	25.22	13.32	10.90	13.35	13.27
Escasez: perc. 10 de los aportes mensuales. PESc Indexar 302 al Fuel Oil 6, sin precio techo	10.95	10.95	13.36	13.34	25.22	25.22	13.32	10.90	13.35	13.27
Escasez: perc. 10 de los aportes mensuales. PESc Indexar 302 al gas, sin precio techo	10.95	10.95	13.43	13.40	25.22	25.25	13.39	10.91	13.40	13.27
Escasez: perc. 10 de los aportes mensuales. PESc Indexar 302 al max, sin precio techo	10.95	10.95	13.40	13.37	25.22	25.24	13.35	10.93	13.37	13.27
Escasez: perc. 10 de los aportes mensuales. PESc igual a 0, sin precio techo	11.17	11.30	16.68	15.94	25.54	28.41	16.67	14.20	15.51	13.59
Escasez: perc. 10 de los aportes mensuales. PESc igual a 3000, sin precio techo	10.95	10.95	13.27	13.27	25.22	25.22	13.27	10.87	13.27	13.27
Escasez: perc. 10 de los aportes mensuales. PESc igual a 200, sin precio techo	10.95	10.95	13.70	13.63	25.22	25.40	13.66	11.19	13.60	13.27

Es importante notar que el costo de la opción varía substancialmente entre tipos de combustible. De hecho, aún agrupando por tipo de combustible, persiste cierta heterogeneidad en términos de eficiencia de cada planta. Esto se puede observar en el Cuadro 5, donde se presenta el costo total de la opción por planta.

La metodología para definir el precio de CxC para las unidades de generación existentes consiste en simular un mecanismo de asignación simple, equivalente a una subasta de precio uniforme. En esta subasta virtual, cada agente puja su costo total de la opción por cada KWh de su ENFICC verificada. Luego, las pujas se ordenan de menor a mayor y el precio de equilibrio para el CxC estará dado por la puja marginal que satisface el pronóstico de demanda para el año de vigencia de la opción.

Este ejercicio se realiza para los años proyectados, 2017 a 2021. Las pujas corresponden a los costos totales de la opción calculados para cada generador en cada año (ver Cuadro 5). Por otro lado, el pronóstico de demanda anual es tomado del Plan de Expansión de la UPME. A esta demanda se resta la energía en firme asignada a plantas nuevas y generadores menores.⁶

Figura 6: Histogramas del precio de equilibrio en la subasta virtual para el CxC con generadoras existentes.



Fuente: Cálculos propios a partir de información de XM, UPME, DANE y Reuters.

En la Figura 6 se muestran histogramas del precio de corte de la subasta, es decir, el precio del CxC para generadores existentes, bajo seis esquemas de PESC. Se emplean los siguientes valores iniciales para los PESC indexados a Fuel Oil No. 6 (Actual), gas y carbón: \$302, \$410 y \$153, respectivamente.⁷ Para el esquema actual del PESC, se observan precios de corte estimados

⁶Los cuales no son modelados de forma explícita en el análisis. Ver el Anexo A para una descripción más detallada sobre el parque de generación estudiado y los niveles de demanda objetivo empleados.

⁷En el Anexo B se muestran los valores iniciales correspondientes a los otros esquemas indexados que se

alrededor de COP\$25/kWh, lo cual contrasta con los cerca de USD\$16/MWh que se fijó en la subasta de comienzos de 2012. Una diferencia importante es el diseño de la subasta actual, que incluye las existentes en los precios de corte de las nuevas, incrementando para éstas su beneficio (contra lo estimado teóricamente).

Nótese que en los gráficos correspondientes a los esquemas con $PESC = 3000$, $PESC \geq 302$ (Actual) y $PESC$ igual al costo de la planta a gas menos eficiente, no existe dispersión alrededor de una media común. Es decir, el precio del CxC es igual 25.22 COP/KWh, casi con completa certeza para los tres esquemas. Esto ocurre porque en los escenarios simulados para cada esquema, el valor presente de la suma de los costos contingentes, definidos en la ecuación (10), son siempre iguales a cero. En otras palabras, el $PESC$ de estos tres esquemas es lo suficientemente alto como para que, en 1826 días de 1000 simulaciones, el costo de adquirir energía (sea mediante bolsa o producción) no supere el ingreso por vender las OEFs correspondientes. Por tanto lo único que explica el valor del contrato para OEFs son los costos fijos de operación y mantenimiento, los cuales se asumen constantes a lo largo del tiempo y las simulaciones.

Los beneficios asociados con la unidad de generación j durante el mes m , bajo el esquema de escasez r son:

$$B_{jm}^r = \sum_{d=1}^{D_m} \left[ODEF_j \times PCC_j^r + \sum_{h=0}^{23} (1 - \mathcal{I}^r) Q_{jdh} (P_{dh}^b - C_{jm}) + \right. \\ \mathcal{I}^r \left(\min\{Q_{jdh}, OHEF_{jdh}\} (PESC_m^r - C_{jm}) + \right. \\ \max\{0, Q_{jdh} - OHEF_{jdh}\} (P_{dh} - C_{jm}) - \\ \left. \left. \max\{0, OHEF_{jdh} - Q_{jdh}\} P_{dh} \right) \right] - AOMM_j, \quad (11)$$

donde

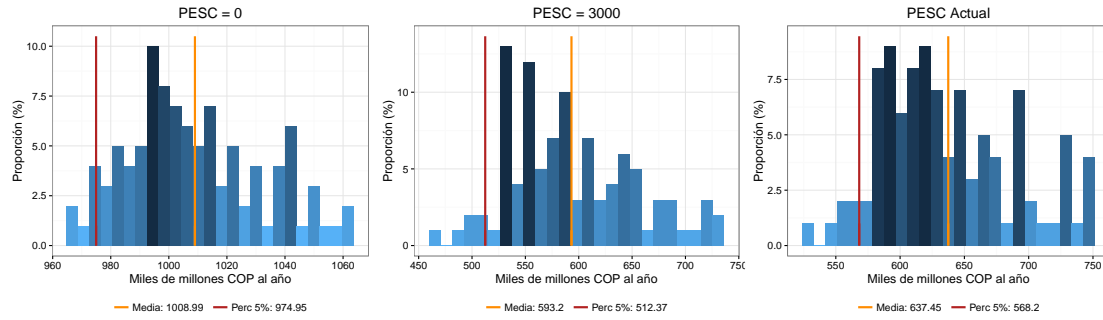
- j : unidad de generación
- h : hora del día
- d : día del mes
- m : mes del año
- D_m : número de días en el mes m
- r : esquema de escasez
- \mathcal{I}^r : igual a 1 si se cumple la condición de escasez de acuerdo con el esquema r , y cero en caso contrario.
- P_{dh}^b : precio de bolsa en la hora h del día d
- $PESC_m^r$: precio de escasez del mes m bajo el esquema r
- PCC_j^r : precio del CxC asignado a la unidad de generación j bajo el esquema r
- C_{jm} : costo variable de generación de la unidad j en el mes m

consideran en este estudio.

- Q_{jdh} cantidad de energía producida por la unidad j en la hora h del día d
- $OHEF_{jdh}$: obligación horaria de energía en firme promedio de la unidad de generación j
- $ODEF_j$: obligación diaria de energía en firme promedio de la unidad de generación j
- $AOMM_j$: costos fijos promedio mensuales de administración, operación y mantenimiento de la unidad j

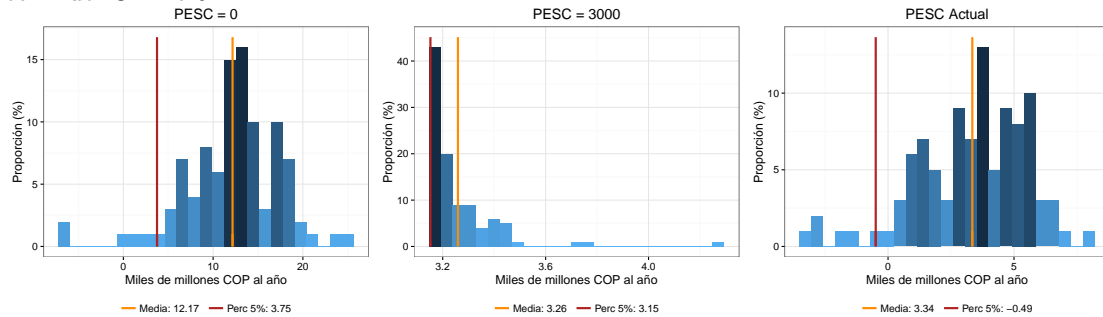
En las Figuras 7 a 11 se presentan histogramas para el valor presente de los beneficios de un generador hidráulico, térmico con Fuel Oil No.6, térmico con gas natural, térmico con Fuel Oil No.2 y térmico con carbón, respectivamente. En general se observan dos elementos recurrentes para las térmicas: 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. De hecho, ese corte produce un beneficio muy alto para las generadoras, comparado con el riesgo que se ven forzadas a asumir.

Figura 7: Histogramas del valor presente de los beneficios promedio anuales de una planta hidráulica.



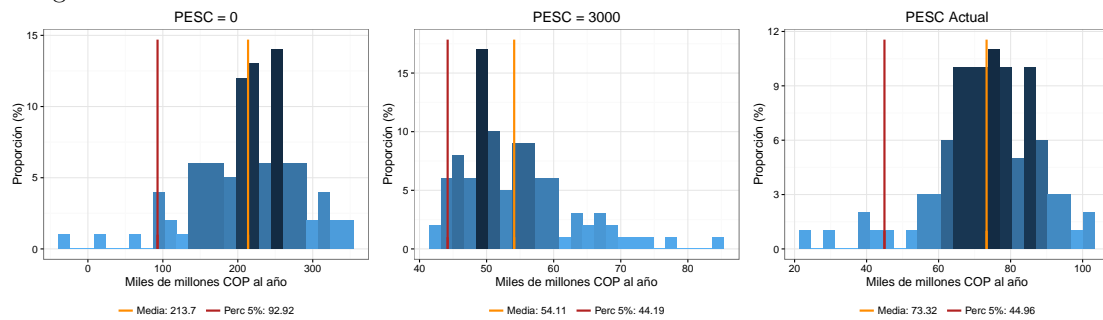
Fuente: Cálculos propios a partir de información de XM, UPME, DANE y Reuters.

Figura 8: Histogramas del valor presente de los beneficios promedio anuales de una unidad térmica con Fuel Oil No.6.



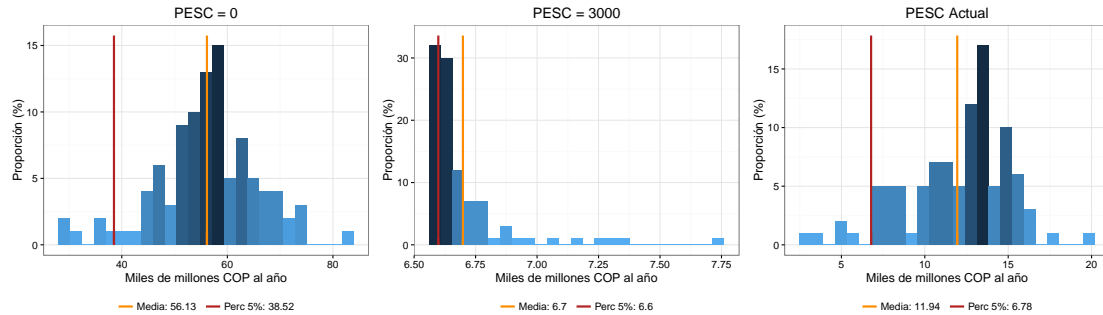
Fuente: Cálculos propios a partir de información de XM, UPME, DANE y Reuters.

Figura 9: Histogramas del valor presente de los beneficios promedio anuales de una unidad térmica con gas natural.



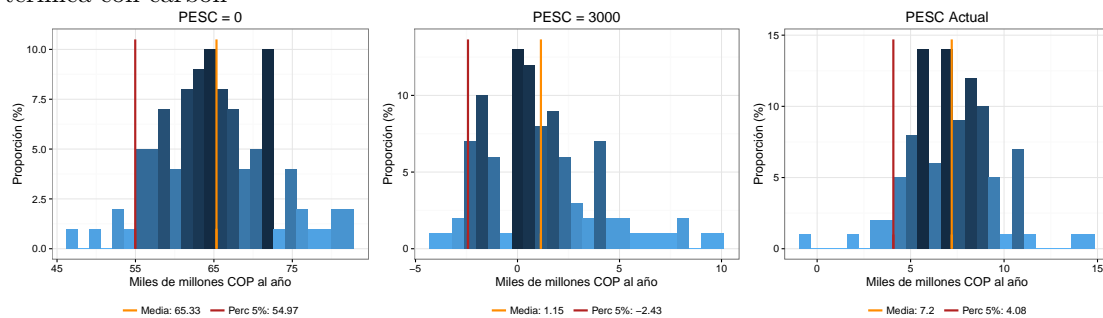
Fuente: Cálculos propios a partir de información de XM, UPME, DANE y Reuters.

Figura 10: Histogramas del valor presente de los beneficios promedio anuales de una unidad térmica con Fuel Oil No.2.



Fuente: Cálculos propios a partir de información de XM, UPME, DANE y Reuters.

Figura 11: Histogramas del valor presente de los beneficios promedio anuales de una unidad térmica con carbón



Fuente: Cálculos propios a partir de información de XM, UPME, DANE y Reuters.

2.3.6. Cálculo del Costo de Energía para el Consumo Agregado.

El costo agregado de la energía para el consumidor durante el mes m , suponiendo un esquema de escasez r , es

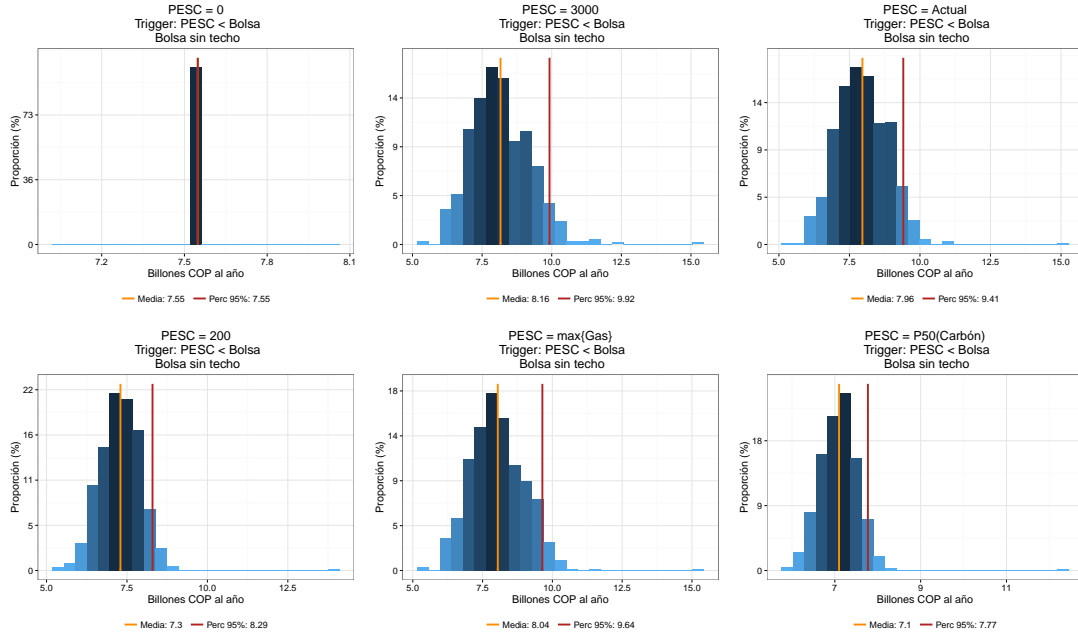
$$C_m^{cons} = \sum_{d=1}^{D_m} \sum_{h=0}^{23} \min\{\tilde{P}_{dh}^b, P\tilde{E}SC_m^r\} DH_{dh} + CxC_m^r \quad (12)$$

donde

- h : hora del día
- d : día del mes
- m : mes del año
- D_m : número de días en el mes m
- \tilde{P}_{dh}^b : precio de bolsa en la hora h del día d sin incluir CERE
- $P\tilde{E}SC_m^r$: precio de escasez del mes m bajo el esquema r sin incluir CERE
- DH_{dh} cantidad de energía demandada durante la hora h del día d .

En la Figura 12 se presentan histogramas del costo de energía anual para seis diferentes esquemas PESC, empleando un precio del CxC calculado a partir de la subasta virtual mencionada anteriormente y tomando la media de los costos contingentes de los generadores para definir las pujas.⁸

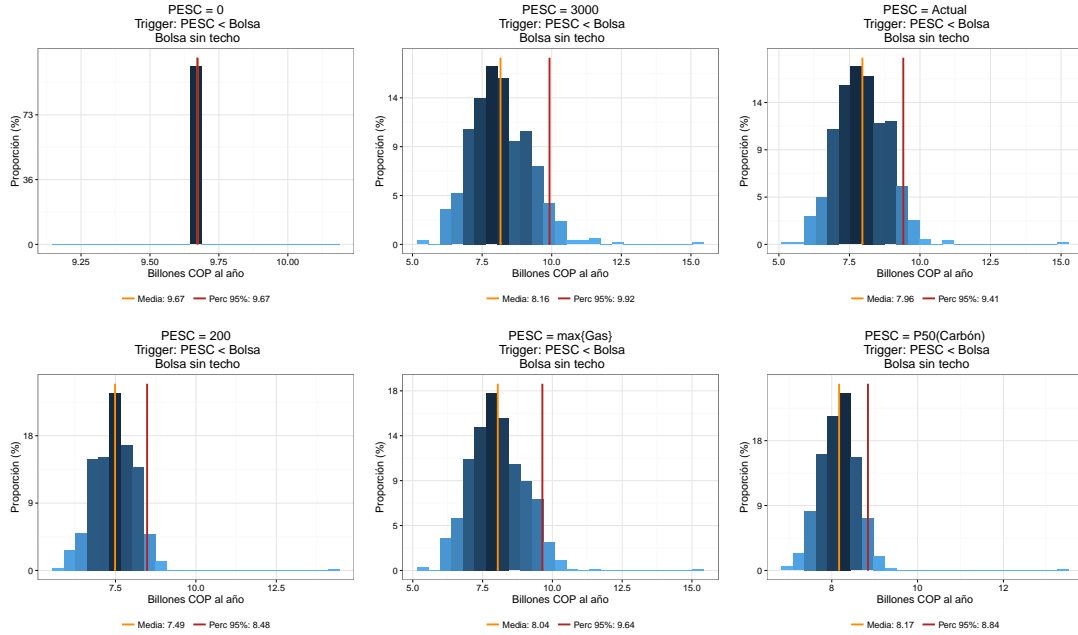
Figura 12: Histogramas del costo de energía anual con CxC calculado a partir de pujas medias.



Fuente: Cálculos propios a partir de información de XM, UPME, DANE y Reuters.

⁸En el Anexo C se presentan los histogramas correspondientes a otros 12 esquemas explorados.

Figura 13: Histogramas del costo de energía anual con CxC calculado a partir de pujas percentil 80 %.



Fuente: Cálculos propios a partir de información de XM, UPME, DANE y Reuters.

Ahora, considerando que en la práctica las generadoras no pujarían la media de sus costos esperados, y posiblemente incorporarían un espacio adicional para ajustar por el riesgo e incertidumbre (y posiblemente para capturar una utilidad operativa), de forma alternativa en la Figura 13 se analiza para cada esquema PESC el escenario donde el CxC es calculado tomando el percentil 80 % de los costos contingentes de las firmas para construir las pujas de la subasta.⁹

El contraste de las Figuras 12 y 13 con las Figuras 7 a 11 exhiben el PESC como mecanismo de traspaso de riesgo de consumidor a generador: esquemas con PESC altos inducen una permanencia del riesgo en el consumidor, mientras que esquemas con PESC bajos transfieren el riesgo del consumidor al generador.

Si se supone neutralidad al riesgo por parte del consumidor, se puede definir el mejor esquema de escasez, r^* , como aquel que implique el mínimo costo esperado de la energía en valor presente:

$$r^* = \arg \min_r \sum_m^{12} \frac{C_m^{cons}}{(1 + \tau)^m}. \quad (13)$$

⁹Esto implica suponer un nivel de aversión al riesgo tal que, en promedio, un generador es indiferente entre perder 200 millones de pesos con certeza o jugar a lotería en la cual puede ganar o perder mil millones con probabilidad 50 %; es decir, podría asignarse un perfil de riesgo moderado en la elección supuesta para el promedio de generadoras.

De forma alternativa, si se supone que el consumidor tiene un grado de aversión al riesgo, lo adecuado es definir el esquema de escasez óptimo como aquel que maximiza la utilidad esperada:

$$r^* = \arg \max_r E \left[u \left(\sum_m^{12} \frac{C_m^{cons}}{(1+\tau)^m} \right) \right], \quad \text{con} \quad u(x) = \begin{cases} \frac{1 - \exp\{-\alpha x\}}{\alpha}, & \text{si } \alpha \neq 0 \\ 0, & \text{si } \alpha = 0, \end{cases} \quad (14)$$

donde u es una función de utilidad que representa las preferencias agregadas de los consumidores, asociadas a un nivel de aversión al riesgo particular reflejado por α .

Cuadro 6: Esquemas PESC óptimos

Cálculo del CxC	Esquema PESC
<i>Costo esperado</i>	
Puja media	Indexado al costo carbón para planta de eficiencia mediana
Puja percentil 80 %	Constante igual a 200
<i>Utilidad esperada - aversión al riesgo moderada</i>	
Puja media	Indexado al costo carbón para planta de eficiencia mediana
Puja percentil 80 %	Constante igual a 200
<i>Utilidad esperada - aversión al riesgo alta</i>	
Puja media	Constante igual a 0
Puja percentil 80 %	Constante igual a 0; escasez: Aportes < Percentil 10 %, con precio techo de \$600

En el Cuadro 6 se presentan los esquemas óptimos de acuerdo con el criterio de costo mínimo esperado y utilidad máxima para dos diferentes tipos de aversión al riesgo.¹⁰ Adicionalmente, para cada criterio se analiza el escenario donde el CxC es definido por una subasta donde las generadoras pujan tanto la media como el percentil 80 % de sus costos asociados a la opción.

Para los esquemas analizados en este estudio, el costo mínimo promedio para el consumidor está alrededor de los 7.03 billones de pesos anuales. Este costo se obtiene bajo en esquema en el cual PESC está indexado al costo de generación con carbón de la planta mediana en eficiencia y escasez se define como el evento cuando el precio de bolsa horario es mayor a PESC.

Este resultado se mantiene si se optimiza mediante el criterio de maximización de utilidad esperada con un nivel de aversión al riesgo moderado. Sin embargo, cuando el nivel de aversión al riesgo es muy alto, el esquema óptimo implica un PESC = 0 en el caso en que las generadoras pujan su costo esperado, situación que no es muy realista.

También es importante tener en cuenta que en ausencia de garantías en las OEFs, existe un riesgo de *default* por parte de los generadores, el cual implica un costo adicional que no es incluido en la ecuación (12). Este costo adicional surge de pagar el precio de bolsa a un generador sin OEF asignada para cubrir la energía que deja de producir la unidad de generación que comete *default*. Formalmente, este valor está dado por:

$$DC_m = \sum_j \sum_{d=1}^{D_m} \sum_{h=0}^{23} \mathbf{1}_{Default_{jdh}} (P_{dh} - PESC_m^r) OHEF_{jdh}, \quad (15)$$

¹⁰Los niveles de aversión al riesgo empleados en este ejercicio, “moderado” y “alto”, suponen un escenario en el cual los consumidores son indiferentes entre pagar con certeza 6.4 y 6.3 billones, respectivamente, o aceptar una lotería donde el costo de la energía puede ser de 6 o 7 billones de pesos (cada uno con probabilidad 50 %).

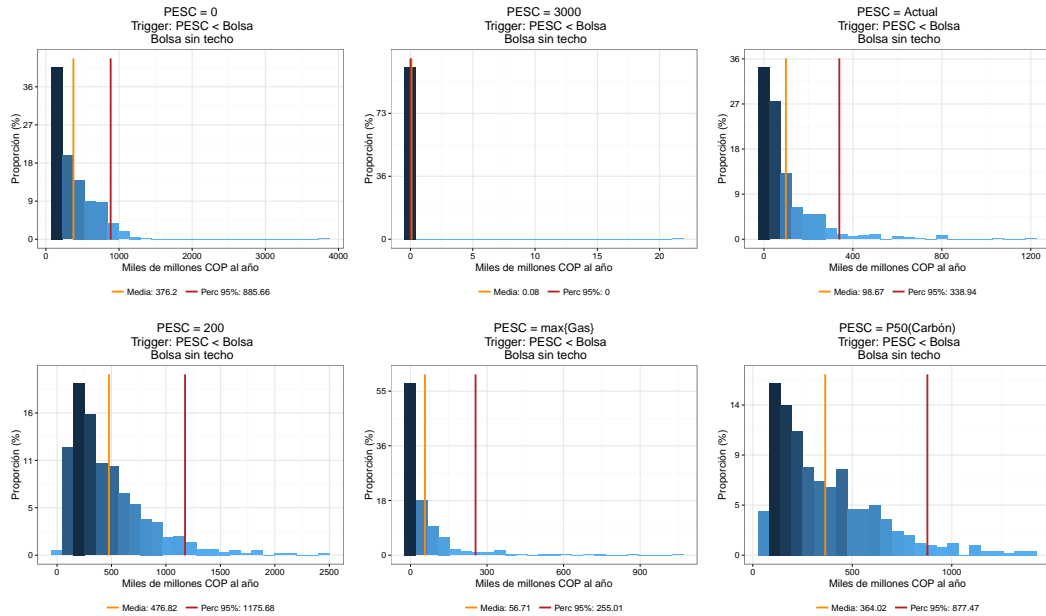
donde

- j : unidad de generación
- 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
- P_{dh}^b : precio de bolsa en la hora h del día d
- $PESC_m^r$: precio de escasez del mes m bajo el esquema r
- $OHEF_{jdh}$: obligación horaria de energía en firme promedio de la unidad de generación j .

Las Figuras 14 y 15 muestran los histogramas del costo de *default* total calculado para cada esquema PESC, usando respectivamente la media y el percentil 80 % de los costos contingentes para construir las pujas de la subasta virtual. En ambos casos, se supone que una planta entra en *default* siempre que el acumulado de sus costos contingentes más sus costos fijos superen el valor total que ésta recibiría por el correspondiente CxC durante un año determinado.

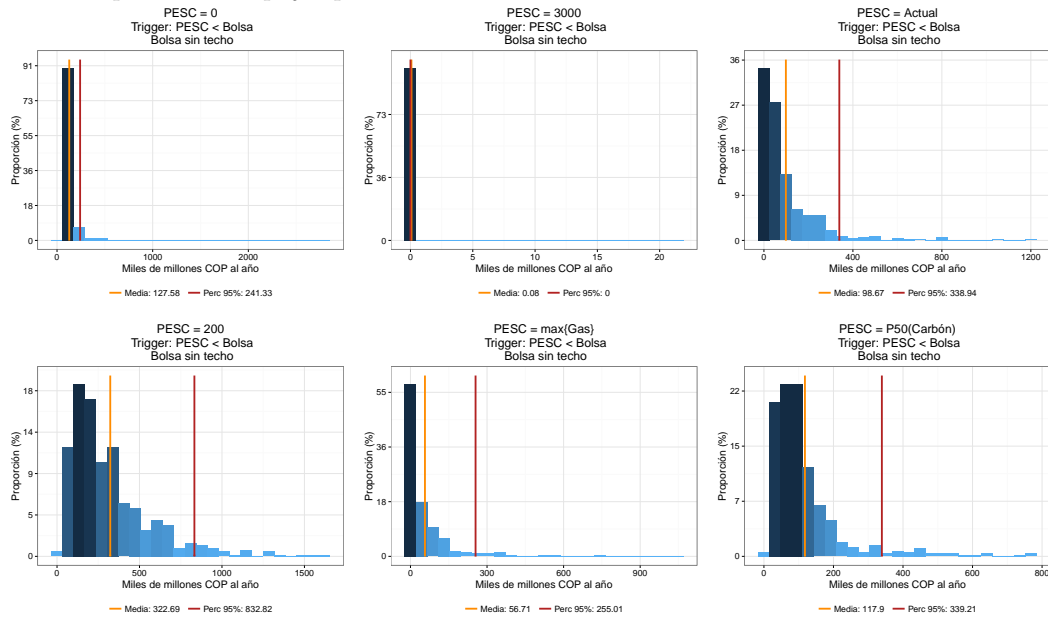
Adicionalmente, en el Cuadro 7 se presentan los esquemas óptimos usando los mismos criterios empleados en el Cuadro 6, pero incluyendo los costos por *default* calculados. Como se puede observar, con excepción del caso con alta aversión al riesgo, las conclusiones respecto al esquema óptimo se mantienen incluso cuando se contabiliza el costo de *default*.

Figura 14: Histogramas del valor presente del costo adicional por *default* agregado con CxC calculado a partir de las pujas medias.



Fuente: Cálculos propios a partir de información de XM, UPME, DANE y Reuters.

Figura 15: Histogramas del valor presente del costo adicional por *default* agregado con CxC calculado a partir de las pujas percentil 80 %.



Fuente: Cálculos propios a partir de información de XM, UPME, DANE y Reuters.

Cuadro 7: Esquemas PESC óptimos

Cálculo del CxC	Esquema PESC
<i>Costo esperado</i>	
Puja media	Indexado al costo carbón para planta de eficiencia mediana
Puja percentil 80 %	Constante igual a 200
<i>Utilidad esperada - aversión al riesgo moderada</i>	
Puja media	Indexado al costo carbón para planta de eficiencia mediana
Puja percentil 80 %	Constante igual a 200
<i>Utilidad esperada - aversión al riesgo alta</i>	
Puja media	Constante igual a 0
Puja percentil 80 %	Indexar 302 al gas; escasez: Aportes < Percentil 10 %, con precio techo de \$600

Estos resultados también son robustos a diferentes combinaciones de tasas de interés (4 %, 12 % y 20 %) y al número de simulaciones.¹¹

La observación crucial se da en el nivel promedio (e incluso extremo) de costos para el consumidor: una total “protección” de un PESC de 0 resulta en un costo promedio de casi 16 billones. Una total “desprotección” de un PESC infinito (o muy alto) resulta en un costo promedio de menos de 8 billones.

¹¹Para verificar esto se repitió el ejercicio de optimización empleando 5 submuestras aleatorias (con reemplazo) de tamaño 200 tomadas a partir de la base completa de 1000 simulaciones.

Una conclusión es que buscar proteger al consumidor mediante un PESC bajo puede terminar perjudicándolo. Una 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. Otra razón es la exposición crediticia alta que se tendría a las generadoras: un PESC muy bajo expone al consumidor a más eventos de *default*, implicando compras al precio de bolsa en situaciones indeseadas. 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. Así el efecto nocivo se reduce en el largo plazo. En adición, PESCs altos reducen el riesgo de *default*, reduciendo ese costo contingente esperado.

Un punto debe resaltarse: el modelo supone que en un esquema de PESC muy bajo, las generadoras con OEF son llamadas constantemente a generar. Esto claramente no sería sostenible (ni eficiente), permitiendo argumentar que si un esquema tiene un PESC que sea bajo, el trigger de escasez debería estar definido de otra forma.

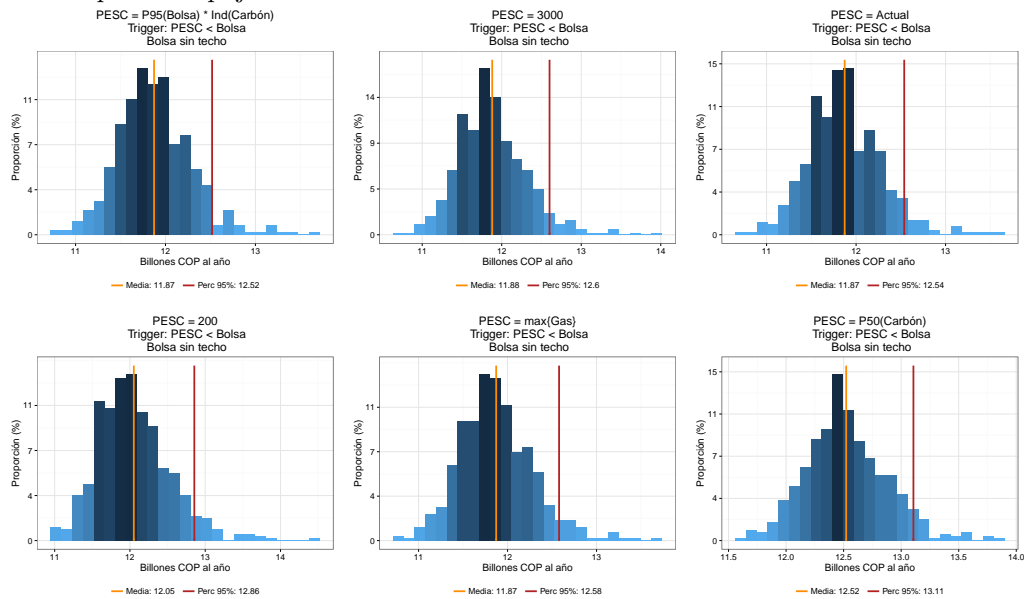
Debe notarse que el mismo consumidor genérico puede tener intolerancia a niveles altos o variaciones altas en el precio de escasez. Por lo tanto, la conclusión puede igual conducir a optar por definiciones del PESC que sean lo más altas posibles dentro de un nivel de “tolerancia social” (menores que \$450/kWh, por ejemplo), o que no admita saltos muy grandes (del 4 % mensual, o 20 % anual, por ejemplo). La determinación de esos niveles exceden el alcance de este estudio, pero su utilización en la definición del PESC deben considerarse contra las conclusiones encontradas.

2.3.7. Cálculo del Costo de Energía para el Consumo Agregado Incorporando Contratos Bilaterales.

En este apartado se evalúa el impacto de cada esquema PESC sobre el costo del consumo de energía suponiendo que sólo el 20 % de la demanda estaría expuesta a bolsa (o a PESC según sea el caso). Específicamente, para este ejercicio se supone que el 80 % de la energía consumida está contratada a un precio fijo igual a \$180 COP/kWh y que la cantidad comprometida por cada generador es proporcional a lo que produce.

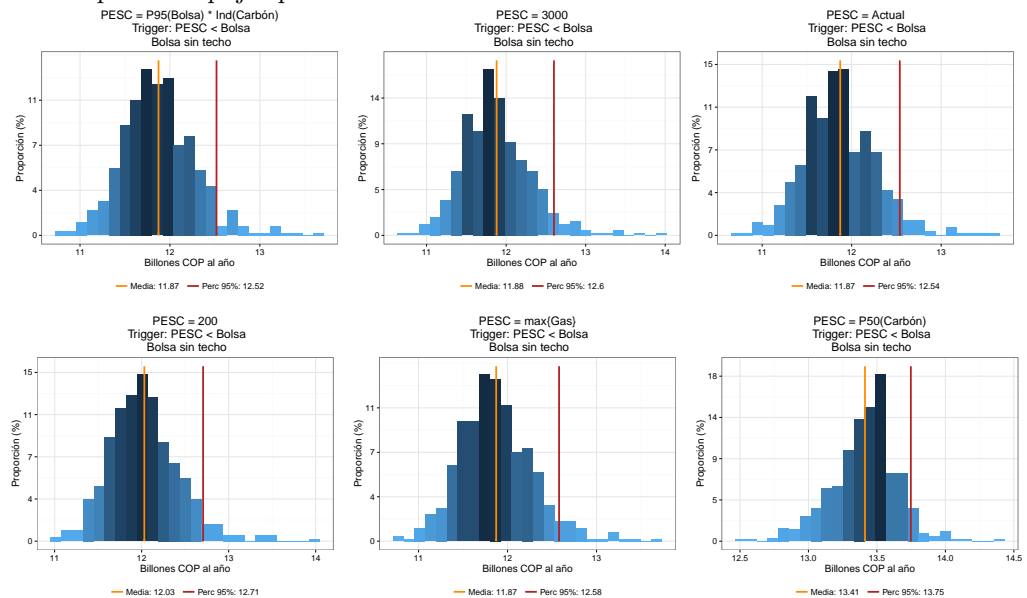
Las Figuras 16 y 17 muestran los histogramas del costo total de la energía calculado para cada esquema PESC, incluyendo el 80 % contratada a \$180 COP/kWh, usando respectivamente la media y el percentil 80 % de los costos contingentes para construir las pujas de la subasta virtual. En ambos casos, se incluye también el costo asociado al evento de *default*, en el cual los generadores incumplen sus obligaciones tanto de energía en firme como de contratos bilaterales. Nótese que este ejercicio se excluye del análisis el esquema en el cual $PESC = 0$, con escasez definida como $PESC < \text{Bolsa}$, puesto que bajo este escenario no tendría sentido comprar energía por un precio superior a cero. En su lugar se incluye el esquema para el cual PESC indexa el percentil 95 % histórico del precio de bolsa (\$293 COP/kWh) al precio del carbón, con escasez definida como $PESC < \text{Bolsa}$.

Figura 16: Histogramas del costo de energía anual incluyendo contratos bilaterales con CxC calculado a partir de pujas medias.



Fuente: Cálculos propios a partir de información de XM, UPME, DANE y Reuters.

Figura 17: Histogramas del costo de energía anual incluyendo contratos bilaterales con CxC calculado a partir de pujas percentil 80 %.



Fuente: Cálculos propios a partir de información de XM, UPME, DANE y Reuters.

En el Cuadro 8 se presentan los esquemas óptimos correspondientes a este ejercicio, de acuerdo con los criterios de costo mínimo esperado y utilidad máxima para dos diferentes tipos de aversión al riesgo.

Cuadro 8: Esquemas PESC óptimos	
Cálculo del CxC	Esquema PESC
<i>Costo esperado</i>	
Puja media	Igual al costo de la planta menos eficiente a gas; escasez: $PESC < Bolsa$
Puja percentil 80 %	Igual al costo de la planta menos eficiente a gas; escasez: $PESC < Bolsa$
<i>Utilidad esperada - aversión al riesgo moderada</i>	
Puja media	Indexar 293 al precio del carbón; escasez: $PESC < Bolsa$
Puja percentil 80 %	Indexar 293 al precio del carbón; escasez: $PESC < Bolsa$
<i>Utilidad esperada - aversión al riesgo alta</i>	
Puja media	Indexar 293 al precio del carbón; escasez: $PESC < Bolsa$
Puja percentil 80 %	Indexar 293 al precio del carbón; escasez: $PESC < Bolsa$

Para los esquemas analizados en este ejercicio, el costo mínimo promedio para el consumidor está alrededor de los 11.9 billones de pesos anuales. Este costo se obtiene bajo un esquema en el cual PESC está indexado al costo de generación con gas de la planta menos eficiente y escasez se define como el evento cuando el precio de bolsa horario es mayor a PESC.

El resultado es diferente cuando se optimiza mediante el criterio de maximización de utilidad esperada. En este caso, el esquema óptimo implica un PESC que indexa el percentil 95 % histórico del precio de bolsa (\$293 COP/kWh) al precio del carbón, con escasez definida como $PESC < Bolsa$. Este resultado se mantiene para ambos niveles de aversión al riesgo considerados y tanto cuando las generadoras pujan la media como cuando pujan el percentil 80 % de sus costos contingentes.

El esquema óptimo cuando se supone que el 80 % de la energía está contratada a un precio fijo de \$180 COP/kWh, implica un PESC más alto que cuando el 100 % está expuesta a bolsa (o PESC según sea el caso). La intuición es que la existencia de contratos bilaterales reduce el riesgo que enfrenta el consumidor, entonces su disposición a pagar por cubrir el 20 % restante de su costo con OEFs es menor. Esto implicaría un CxC más bajo, por lo que el PESC asociado se incrementaría.

2.3.8. Cálculo del Costo de Energía Óptimo para un Conjunto de Esquemas Prácticos.

Es importante tener en cuenta que algunos de los esquemas analizados hasta ahora no son fáciles de implementar (al menos en el corto plazo). De acuerdo con esto, en este apartado se realiza el cálculo y optimización del costo del consumo agregado de energía restringido a un subconjunto de esquemas considerados como factibles por la CREG. Los esquemas considerados como factibles son:

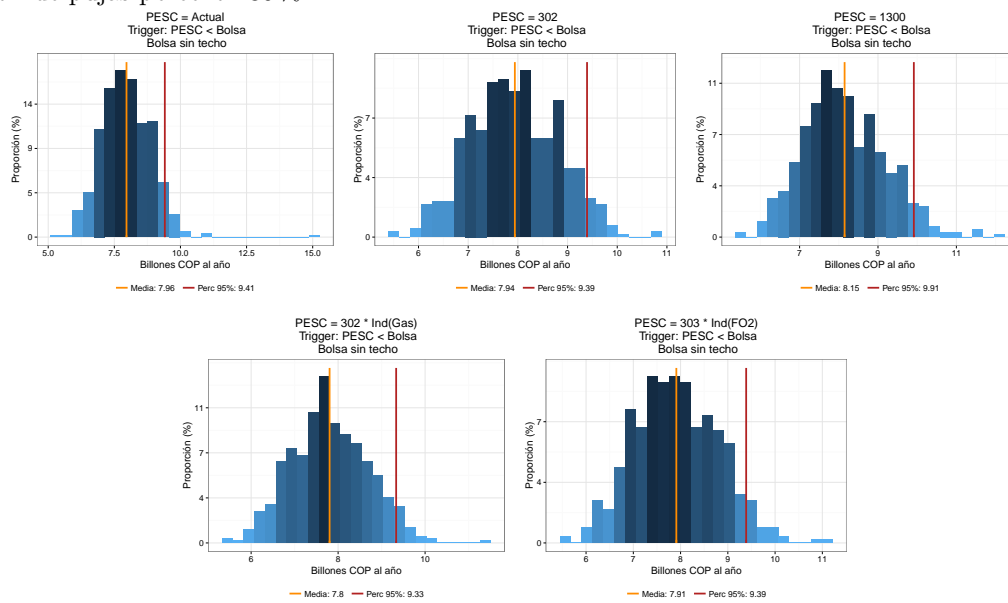
- Regulación actual.

- Indexado al precio internacional del gas. Valor inicial igual a \$302.
- Indexado al precio del diesel. Valor inicial igual a \$302.
- Constante igual a \$302.
- Constante igual a \$1300.

La escasez se define como el evento cuando $PESC < \text{Bolsa}$.

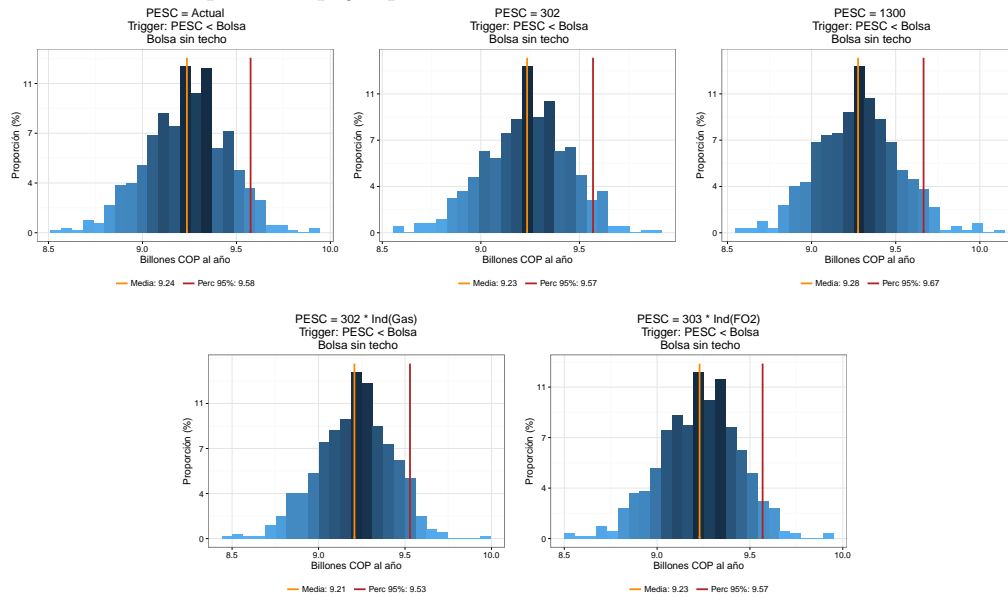
La Figura 18 presenta los histogramas del costo del consumo agregado de la energía asociados a cada uno de estos cinco esquemas sin incorporar contratos bilaterales; es decir, suponiendo que el 100 % de la demanda está expuesta a la volatilidad del mercado. Por otra parte, la Figura 19 hace lo propio pero bajo el supuesto de que el 80 % de la energía está contratada a 180 COP/kWh, en línea con lo expuesto en la sección anterior. Finalmente, la Figura 20 incluye tanto la parte de contratos como el costo adicional asociado con el posible incumplimiento por parte de los generadores en sus obligaciones contractuales.

Figura 18: Histogramas del costo de energía anual para esquemas factibles, con CxC calculado a partir de pujas percentil 80 %.



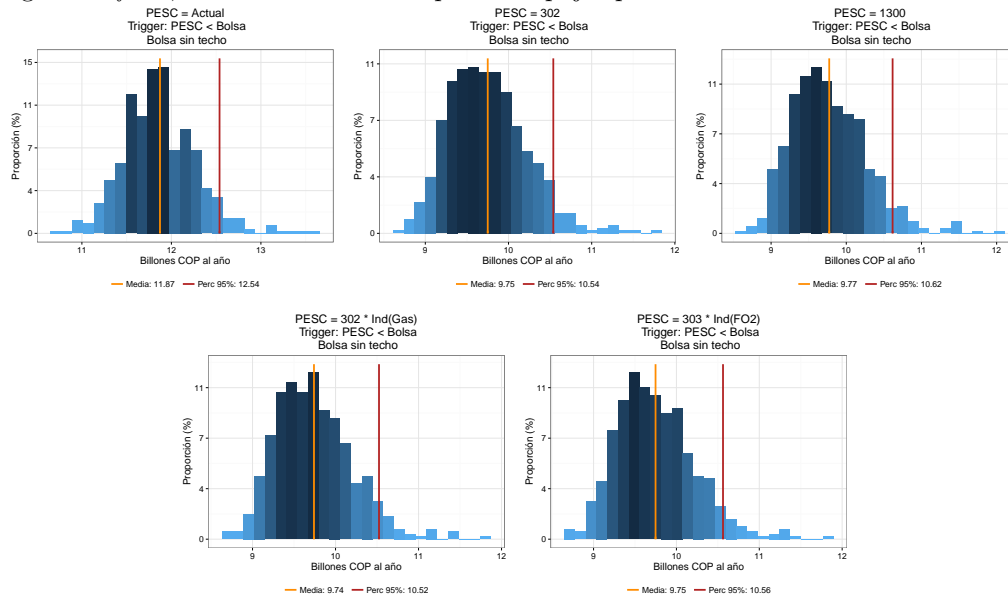
Fuente: Cálculos propios a partir de información de XM, UPME, DANE y Reuters.

Figura 19: Histogramas del costo de energía anual para esquemas factibles incluyendo contratos, con CxC calculado a partir de pujas percentil 80 %.



Fuente: Cálculos propios a partir de información de XM, UPME, DANE y Reuters.

Figura 20: Histogramas del costo de energía anual para esquemas factibles incluyendo contratos y riesgo de *default*, con CxC calculado a partir de pujas percentil 80 %.



Fuente: Cálculos propios a partir de información de XM, UPME, DANE y Reuters.

Teniendo en cuenta sólo este conjunto de esquemas factibles, se realizó el proceso de optimización bajo los criterios: minimización del costo agregado, maximización de la utilidad esperada con aversión al riesgo moderada y aversión al riesgo alta. Los resultados sugieren que el esquema óptimo factible es aquel que indexa PESC al precio internacional del gas.

Esta conclusión se mantiene en todas las dimensiones de análisis consideradas: para los tres criterios de optimización; para los tres escenarios sin contratos, con contratos y con *default*; así como para cuando el CxC es calculado a partir de pujas medias o del percentil 80 %.

3. Garantías de Contratos

El actual mercado de contratos de largo plazo del MEM sufre de características indeseadas, bien reconocidas por la industria: opacidad en los precios y en general en las operaciones efectuadas, iliquidez del mercado, propensión a discriminar precios según el agente interesado, que en casos extremos impide el acceso al mercado de coberturas a algunos agentes, y diferenciación notable entre el precio de contratos para el mercado regulado (precios más altos) y el no regulado (precios más bajos), entre otros.

Las fuentes de origen de estos elementos son variadas, pero las principales son: alta diversidad en los tipos de contratos (baja estandarización), consideraciones de las calidades crediticias de agentes contratantes (correcciones que llegan a ser asumidas por el usuario final), y la integración vertical de agentes importantes (que amplía diferencias entre precios a regulados y a no regulados).

Las propuestas que han sido exhibidas para corregir estos elementos apuntan a la creación de un mercado organizado (MOR), en donde la definición de los productos a contratar y la operatividad que los enmarca busque la corrección de los puntos anteriormente expuestos. Es altamente probable que el diseño de un mercado que logre cubrir unas características indeseadas termine destapando otras; en particular, se puede resaltar la definición de garantías, y del tema de asignación de riesgo de crédito y de contraparte, como uno de los elementos que deben ser investigados anticipadamente a la creación de un MOR.

Esta sección propone una metodología de análisis de distintas alternativas para la definición de asignación del riesgo de contraparte en la operación de dichos contratos, concentrando el estudio en el diseño de esquemas de garantías necesarios para buscar robustez en el sistema.

3.1. Riesgo de Contraparte y Garantías: Situación Actual

El mercado de contratos de largo plazo (dos y tres años) en la actualidad es operado bilateralmente. El tipo de contratos, los plazos de operación y las provisiones para gestionar el riesgo de contraparte es acordado por cada par de agentes que operan entre sí. Esta opacidad de información y tratamiento diferencial es ampliada por la integración vertical de varios agentes.

En general, este mercado de largo plazo se maneja en una plataforma de cupos de crédito, haciendo notable la ausencia de exigencias estrictas de garantías para los participantes. En efecto, no hay conocimiento de incumplimientos en estos contratos. La otra cara de la moneda es que

algunos participantes no pueden participar de este mercado, al no cumplir con requisitos mínimos de calidad crediticia. Por otro lado, es factible pensar que parte del ajuste crediticio se introduce en el precio del contrato, agregando elementos crediticios al costo que pagan los consumidores por la electricidad.

En paralelo opera Derivex, mercado en el que se pueden transar futuros sobre promedios mensuales del precio horario de Bolsa. Las expiraciones de estos contratos llegan hasta 18 meses. A pesar de la intención de buscar una mayor liquidez y profundidad del mercado de contratos de electricidad, muy pocas operaciones se realizan en Derivex. Parte de las razones son precisamente las garantías exigidas por la Cámara de Riesgo Central de Contraparte (CRCC), quien gestiona las garantías que deben constituir los participantes del mercado. Estas garantías son del 21 % del valor total del contrato para expiraciones de hasta 4 meses, 16 % para contratos entre 5 y 8 meses, y 12 % para contratos entre 9 y 18 meses. Estas garantías corresponden aproximadamente con niveles de seguridad del orden de 99.5 %, que de hecho es un nivel de confianza típico usado por cámaras de compensación internacionales, pero que a la luz de la operación histórica de los agentes del mercado de energía pueden parecer muy altos. Otro problema identificado para el desarrollo de este mercado ha sido la falta de fungibilidad con contratos bilaterales (que en particular impide incluir precios contratados en Derivex en la tarifa al consumidor).

Sin embargo, es natural exponer otra razón para la dificultad en incentivar un mercado líquido de contratos: la diversidad de generadoras (con respecto a los costos marginales de producción). Dos generadoras con costos marginales muy distintos difícilmente podrán participar conjuntamente de un mercado de venta futura de electricidad. Las subastas permiten lidiar con esa heterogeneidad de forma organizada, si bien es con periodicidad baja de operaciones (trimestral, por ejemplo, como se propone para el MOR).

3.2. Riesgo de Contraparte y Garantías: Propuesta de la CREG

La CREG, en el documento de trabajo D-022 de 2016 [4], exhibe una propuesta para la creación de un Mercado Organizado, con el cual se buscan mejoras en el funcionamiento del mercado actual.

Algunos elementos del esquema propuesto son:

- Contratación de energía de dos y tres años.
- Contratos de precio fijo que liquidan financieramente contra promedios del precio de Bolsa.
- Subastas trimestrales de reloj descendente, usando la demanda proyectada, suponiendo que hay un nivel de competencia adecuado.
- Obligatoriedad para el total de la demanda regulada. Participación voluntaria de la demanda no regulada.
- Garantías para generadoras para ofertas por encima de su ENFICC.
- Los contratos son bilaterales, y la asignación de la contraparte se hace de forma aleatoria entre los participantes, un mes antes de la liquidación de los contratos.

- Garantías pueden ser: (i) garantías bancarias, (ii) cesión de créditos existentes en el MEM, (iii) prepago, (iv) mutuo acuerdo, (v) carta de disminución de monto de garantía (respaldo de usuario no regulado), (vi) garantías a través de la CRCC.
- Mercado secundario continuo como complemento al mercado de subastas.

La propuesta busca fortalecer el mercado de largo plazo, propiciando una participación amplia del mercado. En ese sentido, la propuesta del MOR es adecuada en varios niveles; sin embargo, se debe profundizar la discusión justamente en los puntos en los que el efecto puede no ser el deseado.

En primer lugar destaca la preservación del carácter bilateral del mercado. Es anticipable que ante la incertidumbre del riesgo crediticio que se va a asumir, los agentes oferentes introduzcan el ajuste en los precios subastados, causando incrementos en los precios, más altos entre más incertidumbre se perciba.

Asimismo, la asignación un mes antes no reduce el riesgo crediticio; solo lo hace incierto para los participantes. El emparejamiento faltando un mes frecuentemente causará que una parte entra debiéndole a la otra; en estos momentos será poco factible negociar adecuadamente las provisiones de colateral (u otros elementos de mitigación del riesgo de contraparte). En este sentido, la sugerencia es ofrecer la mayor cantidad de información al mercado: por ejemplo, asignando las contrapartes tan pronto termine la subasta. Pero en general, esto tampoco sería del todo adecuado: una asignación forzada no facilita una negociación adecuada de las provisiones de colateral. Esto debe negociarse antes de la firma de un contrato (de hecho, el precio negociado en el contrato debería depender de estas provisiones, ajustando el valor por el riesgo crediticio).

En consecuencia, se debe mirar más de cerca la alternativa de gestión mediante una cámara de contraparte. Esta entidad eliminaría la bilateralidad del sistema, permitiendo la participación de nuevos agentes; sin embargo, se introducirían garantías estrictas: una cámara busca un esquema que elimine lo máximo posible el riesgo de incumplimientos, exigiendo garantías altas a los participantes. Este elemento se estudia más adelante.

En segundo lugar, no es claro que un mercado secundario mostraría liquidez. La experiencia de Derivex indica que la participación voluntaria de los participantes en transacciones frecuentes exige más que la plataforma transaccional y la infraestructura de gestión de garantías. Ideas en esta línea pueden buscar la participación del sector financiero como creador de mercados, lo cual es una idea positiva. Sin embargo, es difícil anticipar una participación notoria de estos intermediarios sin el apetito de los agentes eléctricos. Como se expuso anteriormente, la heterogeneidad del parque generador reduce la posibilidad de participación simultánea de generadoras con costos marginales muy distintos.

Ahora, la subasta trimestral permitiría descubrimiento de precios con alguna frecuencia, promoviendo la cobertura del riesgo de mercado en el sistema. No sobra suponer que justo cada tres meses se presentaría la oportunidad para realizar ajustes de garantías (mediante llamados de margen). Este es un plazo largo para el estándar de la industria de cámaras, pero de alguna forma permitiría una marcación a mercado con una frecuencia anticipada.

El tercer punto concierne la participación de la oferta. Si se diseña una oferta de reloj descendente para niveles adecuados de demanda proyectada, ésta debería ser competitiva. Sin embargo, el esquema podría buscar atraer la oferta de otras formas. Una medida mencionada es la de obligar

su participación. No es claro que esto sea recomendable para un regulador, y no garantizaría la participación “seria” (podrían pujar precios muy altos si no hay interés, en detrimento de la demanda). Otra opción es incentivar la participación mediante el diseño de productos atractivos. Una tercera alternativa puede ser eliminar el mercado bilateral paralelo para plazos posteriores a dos años, por ejemplo, limitando así el campo de acción en el largo plazo al MOR.

Otros elementos que vale la pena resaltar son:

- Se ha planteado la posibilidad de diseñar los contratos de forma que complementen el esquema del PESC, mediante su interrumpimiento durante momentos de escasez. Esto reduciría el riesgo para la oferta, y permitiría una gestión más detallada del riesgo que tiene la demanda (dado que el PESC la protege en momentos de escasez).

Sin embargo, estos contratos podrían estar expuestos a manipulación si el precio de Bolsa se encuentra cerca al PESC, y en adición presentaría discontinuidades en el nivel de cobertura (lo cual traería el incentivo a manipular precios cercanos a la barrera).

Una alternativa más quirúrgica es un contrato que perfectamente complemente el PESC: este contrato sería similar a un contrato futuro estándar, con un precio contratado, que en momentos de escasez siga ofreciendo cobertura, pero entre el precio contratado y el PESC; es decir, la liquidación de este contrato sería $\min(PESC, Bolsa) - \text{Precio Contratado}$. Así, con este contrato, la demanda tendría cobertura perfecta complementada por el PESC, y la oferta tendría un techo en la cobertura del subyacente (igual al PESC).

- Es razonable buscar que los contratos de corto plazo sean mensuales, de mediano plazo trimestrales y de largo plazo anuales, con la posibilidad de coexistencia para facilitar la transición.
- Debería buscarse la sincronización del diseño de contratos del MOR con otros mercados, particularmente Derivex.
- La introducción del MOR permitiría eliminar el α de la liquidación tarifaria que ajusta el promedio de electricidad contratada con anticipación, lo cual sería un efecto positivo.
- Obligar a participantes del MOR a relacionarse con una cámara central exige cuidado por parte del regulador con respecto a la mecánica de designación de esa entidad, y las comisiones que podría cobrar.
- Un esquema centralizado eliminaría la transferencia del costo crediticio al consumidor. No obstante, es posible que otros costos, como el costo de oportunidad por manejo de garantías, se vean transferidos por parte de los generadores al consumidor.

3.3. Mercado Bilateral vs. Mercado Centralizado: Análisis

Las ventajas de un mercado organizado contra uno puramente bilateral han sido expuestas: mayor transparencia en precios, más seguridad en el sistema, acceso a coberturas por más participantes, y eliminación de la transferencia del riesgo de crédito a los consumidores mediante el ajuste crediticio en contratos bilaterales, entre otros.

Sin embargo, una desventaja aparente debe ser considerada al analizar su implementación: la exigencia de garantías. Las garantías son el instrumento con el cual las cámaras de compensación gestionan el riesgo de contraparte de los derivados, y le imprimen un sello de la más alta

calidad crediticia al mercado. No obstante, las garantías pueden generar costos de oportunidad importantes, en adición a una exigencia del manejo operativo de las mismas.

En el mercado OTC, el riesgo de contraparte es ocasionalmente manejado con exigencias de colateral, definiendo de forma idiosincrática umbrales, llamados de garantía, recouponings, etc. Sin embargo, es claro que derivados contratados bilateralmente traen un riesgo de crédito, que puede cuantificarse con el valor del derivado que puede estar a favor de la entidad justo en momentos en que la contraparte incumple; al valorar esta exposición contingente, se cuantifica el ajuste que debería aplicarse al derivado por efecto de riesgo de contraparte.

En el ámbito del sector financiero, considerando la adopción de las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), la Superintendencia Financiera obligó a todas las entidades vigiladas reportar este ajuste (el Credit Valuation Adjustment, o CVA) en la valoración de sus portafolios de derivados OTC.¹² En general, las NIIF, en su capítulo 39 (AG.69) exigen usar un valor razonable para cuantificar el precio de derivados; naturalmente un riesgo de contraparte, con el cual una entidad puede sufrir pérdidas en el valor de su derivado, debe incluirse en la valoración de estos derivados.¹³

Así, las alternativas de un mercado tipo “Exchange” con una Cámara de Compensación contra un mercado bilateral enfrentaría exigencias a los participantes en la forma del costo de oportunidad mediante la postura de garantías contra el reconocimiento de un menor valor en los contratos bilaterales por cuenta del CVA.

Ahora, se puede pensar en una tercera alternativa, que elimine la bilateralidad en el mercado, pero no exija un nivel de confianza tal que en efecto se elimine el riesgo de contraparte, buscando soluciones menos onerosas (en términos de costo de oportunidad) para el mercado. Esta solución requeriría una entidad centralizadora, que estuviera dispuesta a asumir riesgo de crédito, en efecto pidiendo garantías diferenciadoras según el riesgo de crédito de los participantes. En efecto, el análisis sería típico de un banco, extendiendo cupos y definiendo exigencias de garantías en función del agente. Ahora, es poco probable que alguna entidad esté interesada en gestionar el riesgo de crédito derivado exclusivamente de la operación de contratos bilaterales de energía hasta de largo plazo. Es claro que la CRCC no sería tal entidad, entendiendo que su misión es de gestión de garantías, y no gestión de riesgo crediticio.

Para cuantificar el impacto proveniente de las primeras dos alternativas, se puede estimar el costo del CVA y del costo de oportunidad de garantías, bajo suposiciones amplias pero consistentes. La tercera alternativa, aunque improbable, puede analizarse desde un punto de vista de riesgo crediticio, buscando estimar el costo por incumplimientos que sufriría tal entidad.

3.3.1. Estimación CVA

Contablemente, si no hay incumplimiento el valor del derivado converge a su pago final, reduciendo este cargo de crédito. Esto ocurriría si se enfrentan contrapartes con buena calidad crediticia. Sin embargo, suponer que esto seguirá así es aceptar las falencias reconocidas en el mercado actual. Alternativamente, un esquema bilateral más ecuánime y transparente exigiría

¹²Circular Externa 041 de 2015 de la Superintendencia Financiera. [5]

¹³La norma exige también incluir el DVA, que ajusta positivamente por la posibilidad de que la propia entidad incumpla sus obligaciones con la contraparte.

aceptar contrapartes de forma casi aleatoria, como sugiere la CREG en su propuesta. En este caso, ocasionalmente se sufrirían incumplimientos, afectando el valor de los derivados de tal forma que la agregación esperada de estas pérdidas deberían igualar aproximadamente el CVA. Así, puede interpretarse el CVA como la pérdida esperada al participar en un mercado bilateral más transparente. Claro, se debe ajustar el análisis para anualizar estos costos (encontrando en efecto las pérdidas esperadas durante el siguiente año).

Para dar una aproximación numérica del CVA, se realizaron simulaciones estocásticas sobre el precio de la energía y los eventos de default de las distribuidoras. Se simulan 500 caminos del precio de la energía desde el primero de enero de 2017 hasta el 31 de diciembre de 2020 usando las simulaciones del modelo econométrico presentado anteriormente y 600 simulaciones sobre eventos de no pago mes a mes, suponiendo independencia para estas nuevas simulaciones.

Se calibra la probabilidad de default partiendo de la curva de CDS para Colombia.¹⁴ Se consideran dos escenarios: desplazamientos de la curva 200 pbs y 400 pbs. Estos valores reflejan tasas de fondeo de los agentes con respecto a la tasa base del mercado (curva del gobierno colombiano). Con estas curvas se pueden obtener probabilidades marginales de default. Suponiendo una tasa de recuperación de 20 %, para el primer caso la probabilidad de default a un año es 95.95 % y para el segundo es 93.64 %.

El objetivo es cuantificar el efecto de eventos de impago para un portafolio de contratos de energía. Se consideran coberturas de un generador para cada año desde el 2017 hasta el 2020, tomando como subyacente el precio diario promedio del año.¹⁵ Para cada uno de estos derivados se toma un precio fijo de \$190.39/kWh.¹⁶

Cada simulación determina si en un camino dado hay impago o no, y si lo hay en qué mes del contrato se da. Para cada camino se calcula el valor presente de la pérdida por default, que es igual a:

$$\Lambda_c = e^{-rt} \max\{0, (1 - R) \times V_t^+ \mathbb{1}_{Default}\},$$

donde c es un camino dado, r la tasa libre de riesgo, t el tiempo del evento, R es la tasa de recuperación, V^+ la parte positiva del valor del derivado y $\mathbb{1}$ una función indicadora. Cuando hay un evento de impago se liquida el instrumento con la tasa promedio del año corrido. En caso de tener un balance positivo se traen las pérdidas a valor presente; de lo contrario se toman como cero. Finalmente, para cada año de vida del derivado se suman los valores de Λ cuyo evento ocurre en el año dado y se multiplica por la probabilidad de default para dicho año.

Los resultados de este ejercicio se puede apreciar en los cuadros 9 y 10.

¹⁴Se toma un valor base de 171 puntos básicos para el CDS de Colombia de 5 años.

¹⁵Por ejemplo, el contrato de 2018 expira al final de diciembre de dicho año y su subyacente es el precio promedio de todos los días del año 2018.

¹⁶Basado en precios de cierre de futuros de Derivex del 13 de septiembre de 2016, y en relaciones entre el corto y largo plazo para otras bolsas de electricidad.

Cuadro 9: CVA en \$/kWh. CDS Colombia + 200 pbs. Fuente: cálculos del autor.

Derivado	CVA 2017	CVA 2018	CVA 2019	CVA 2020
Contrato 2017	1.031			
Contrato 2018	1.036	1.655		
Contrato 2019	1.022	1.583	0.471	
Contrato 2020	1.035	1.589	0.482	0.056

Cuadro 10: CVA en \$/kWh. CDS Colombia + 400 pbs. Fuente: cálculos del autor.

Derivado	CVA 2017	CVA 2018	CVA 2019	CVA 2020
Contrato 2017	1.620			
Contrato 2018	1.641	2.584		
Contrato 2019	1.610	2.433	0.717	
Contrato 2020	1.626	2.420	0.717	0.078

Para interpretar estos números, se toma como punto de partida un nocional igual a toda la demanda regulada (niveles actuales), lo cual se extenderá a los análisis en las siguientes secciones. Tomando un consumo total regulado promedio de 5.25 gWh por hora, se calculan los valores anuales de ajuste de crédito como se muestra en los cuadros 11 y 12.

Cuadro 11: CVA. Miles de millones. CDS Colombia + 200 pbs. Fuente: cálculos del autor.

Derivado	CVA 2017	CVA 2018	CVA 2019	CVA 2020
Contrato 2017	\$ 47.42	\$ -	\$ -	\$ -
Contrato 2018	\$ 47.63	\$ 76.12	\$ -	\$ -
Contrato 2019	\$ 47.02	\$ 72.79	\$ 21.65	\$ -
Contrato 2020	\$ 47.62	\$ 73.06	\$ 22.16	\$ 2.554
Total	\$ 189.69	\$ 221.98	\$ 43.81	\$ 2.55

Cuadro 12: CVA. Miles de millones. CDS Colombia + 400 pbs. Fuente: cálculos del autor.

Derivado	CVA 2017	CVA 2018	CVA 2019	CVA 2020
Contrato 2017	\$ 74.51	\$ -	\$ -	\$ -
Contrato 2018	\$ 75.48	\$ 118.85	\$ -	\$ -
Contrato 2019	\$ 74.05	\$ 111.90	\$ 32.96	\$ -
Contrato 2020	\$ 74.79	\$ 111.31	\$ 32.98	\$ 3.60
Total	\$ 298.83	\$ 342.05	\$ 65.94	\$ 3.60

Es decir, tomando una tasa de fondeo promedio de 400 puntos básicos por encima de la curva de gobierno para el universo generador que sirva como contraparte para contratar hasta el 2020 el total de la demanda regulada, se debería reconocer un valor negativo de cerca de \$300 mil millones solo para el año 2017. Desde otro punto de vista, según el modelo y las suposiciones planteadas, el valor de pérdidas esperadas por incumplimientos de contrapartes en el 2017 es de este monto.

Dividiendo por el monto de cobertura total arroja un costo de CVA equivalente a aproximadamente \$6.5/kWh.

3.3.2. Estimación Costo de Oportunidad de Garantías

El caso de implementación de una cámara de compensación que gestione el riesgo de variación mediante constitución de garantías que satisfagan un nivel de confianza expone a los agentes a un costo de oportunidad. Un elemento a considerar es que este tipo de centralización ignora diferencias crediticias entre los participantes, suponiendo en adición que no hay disuasión para incumplir: en general en estas entidades se supone que un PyG superior a las garantías constituidas implican un incumplimiento inmediato, afectando el patrimonio de la cámara.

El siguiente análisis relaja esta suposición, calculando pérdidas como una proporción baja de la diferencia entre el PyG y las garantías.

Análisis de Garantías. En primera instancia, se hace un análisis sobre el nivel de garantías que exige una cámara reguladora. Idealmente, el nivel de garantías debe ser calculado de manera independiente para cada portafolio, de tal manera que la probabilidad de que las pérdidas (a dos días, que es un horizonte estándar para cámaras internacionales) no lo superen sea mayor que un nivel de confianza α % predefinido. Para proceder, se simplifica el análisis tomando portafolios representativos del mercado y varios esquemas de garantías posibles para determinar aquél más cercano al nivel de confianza establecido.¹⁷ Estos esquemas son:

- Los parámetros actuales que utiliza la CRCC para futuros de Derivex. Los valores se exhiben en el Cuadro 13.
- Las desviaciones estándar del precio de bolsa TX1 de energía para distintas ventanas de tiempo (21, 63 y 126 días).
- Esquema teórico que se utiliza en la Cámara de Riesgo Central de Contraparte (CRCC) calculado diariamente. Esto se calcula tanto para precios del spot como de los futuros individuales de los portafolios.
- VaR histórico de los PyGs a dos días tanto del precio spot como de los futuros individuales.
- VaR usando 250 días de historia de los PyGs a dos días tanto del precio spot como de los futuros individuales.
- Teoría del Valor Extremo tomando un umbral del 99 % para definir las colas de la distribución de retornos. Se usan precios del spot y de los futuros individuales.¹⁸
- Promedios de los métodos anteriores.

¹⁷Específicamente, considerando la posibilidad de analizar la fluctuación de precios con cierres indicativos de futuros de Derivex, los portafolios que se toman son conformados por un solo contrato: de (i) un mes, (ii) cuatro meses, (iii) seis meses y (iv) diez meses; esto se hace para posiciones tanto largas como cortas.

¹⁸Para más información referirse a [16].

Todos estas metodologías se recalculan con periodicidad diaria y anual.

Tramo	Parámetro
1 Mes - 4 Meses	21 %
5 Meses - 8 Meses	16 %
9 Meses en adelante	12 %

Cuadro 13: Parámetros actuales del nivel de garantías en Colombia. Fuente: CRCC.

El objetivo es comparar el desempeño de estos esquemas por medio de backtests midiendo el nivel de confianza empírico de cada uno (número de veces que el PyG a dos días supera el nivel de garantías dividido por el total de días en el backtest). Dada la naturaleza del problema, se plantea un método de calificación que mida el error cuadrático entre el nivel de confianza empírico y el teórico; es decir, para un portafolio i se define el error como $error_i = (\alpha_{Empirico_i} - \alpha_{Teorico})^2$. De esta manera se castiga a aquellos esquemas de garantías que se desvíen del nivel de confianza predeterminado. No obstante, para niveles de confianza muy altos, esta calificación castiga fuertemente a los métodos que subestiman el nivel de confianza. Esto da pie a que se considere bueno un esquema con 100 % de confiabilidad aunque las garantías sean demasiado altas. Por esta razón se incorpora un castigo adicional por el nivel de garantías que se pide:

$$Calificacion_{j,i} = (\alpha_{Empirico_i} - \alpha_{Teorico})^2 + \gamma(\overline{Garantias_j - PyG_i}), \quad (16)$$

donde $\overline{Garantias_j - PyG_i}$ es el promedio de las diferencias entre las garantías del esquema j y el PyG a dos días del portafolio i , y γ es un parámetro de escalamiento que permite adicionar el error cuadrático de los niveles de confianza y la desviación de las garantías. Por comparación, se estudian niveles de confianza de 95 %, 98 % y 99 %.¹⁹ Los precios históricos usados son los de cierre de Derivex, que usan encuestas de mercado en caso de no observar operaciones. No obstante, en el mercado actual de contratos de largo plazo no se tiene información pública de precios a los que se negocian los contratos, razón por la cual se recurre a los futuros de corto plazo.

Por ejemplo, la Figuras 21 muestra el backtest para un futuro de diez meses (posición larga), usando los modelos de VaR histórico y la teoría del valor extremo (aplicados a la serie de tiempo del precio del futuro de diez meses). Los Cuadros 14 y 15 muestran el nivel de garantías que se pedirían para los esquemas “ganadores”. Se observa asimetría en los PyGs de los portafolios en cuanto a la posición del contrato ya que los mejores esquemas fueron distintos en ambos casos. Otro punto a notar es que estos son los valores de la fecha de anpslisis, luego puede suceder que las garantías que se exijan para el 98 % sean mayores que el 99 % simplemente porque el esquema ganador es distinto

¹⁹Las cámaras suelen usar niveles de confianza entre 99 % y 99.5 % para definir sus modelos de riesgo. En este estudio se toman niveles más relajados, considerando la actual dinámica de pocas garantías.

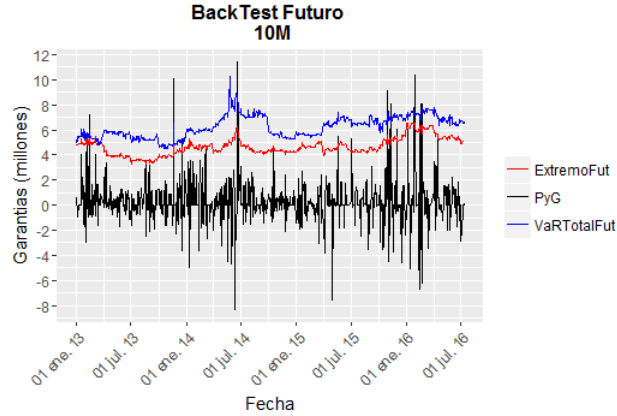


Figura 21: Backtest de las garantías exigidas por el VaR histórico y la teoría del valor extrema aplicados al futuro de 10 meses. Fuente: Derivex. Cálculos del autor.

Futuros Electricidad (Largo)	95 %	98 %	99 %
Futuro 1M	7.21 %	10.9 %	13.2 %
Futuro 4M	6.59 %	11.2 %	8.6 %
Futuro 7M	6.59 %	8.4 %	11.7 %
Futuro 10M	5.6 %	11.2 %	9.3 %

Cuadro 14: Nivel de garantías del último día del backtest para contratos en posiciones largas. Fuente: Derivex. Cálculos del autor.

Futuros Electricidad (Corto)	95 %	98 %	99 %
Futuro 1M	8.55 %	10.62 %	14.8 %
Futuro 4M	8.55 %	11.98 %	10.4 %
Futuro 7M	8.55 %	8.98 %	13.7 %
Futuro 10M	7.82 %	8.12 %	8.15 %

Cuadro 15: Nivel de garantías del último día del backtest para contratos en posiciones cortas. Fuente: Derivex. Cálculos del autor.

El mercado colombiano únicamente cuenta información de precios para contratos mensuales de corto plazo (18 meses máximo). Usando información del mercado europeo, que tiene contratos mensuales, trimestrales y anuales, se puede estimar el nivel de garantías teórico para contratos de largo plazo (2 años en adelante) en Colombia. El procedimiento consiste en hacer una equivalencia entre los futuros de largo plazo europeos y los teóricos colombianos:

$$\frac{\sigma_{7MEU}}{\sigma_{YEU}} = \frac{Garantias_{7MCOL}}{Garantias_{YCOL}}, \frac{\sigma_{10MEU}}{\sigma_{YEU}} = \frac{Garantias_{10MCOL}}{Garantias_{YCOL}}, \quad (17)$$

donde σ_Z es la volatilidad del futuro Z , $Garantias_Z$ es el parámetro de garantías para el futuro Z y Y respresenta el contrato anual que se está evaluando; todo se conoce excepto $Garantias_{Y_{COL}}$. Se promedian los valores obtenidos en (17) para tener un valor estimado de la volatilidad de los contratos de largo plazo. Se toman los futuros de 7 y 10 meses para hacer este análisis ya que son los de mayor plazo entre los analizados. Los valores obtenidos para posiciones larga y corta se muestran en los Cuadros 16 y 17, respectivamente; se observa que el nivel de garantías no es simétrico.

Futuro	95 %	98 %	99 %
2 Años	3.76 %	6.11 %	6.47 %
3 Años	3.52 %	5.72 %	6.05 %
4 Años	3.41 %	5.53 %	5.86 %
5 Años	3.42 %	5.54 %	5.87 %

Cuadro 16: Tabla de volatilidades de largo plazo para futuros en posición larga. Fuente: Derivex y EEX. Cálculos del autor.

Futuro	95 %	98 %	99 %
2 Años	5.06 %	5.26 %	6.75 %
3 Años	4.74 %	4.93 %	6.32 %
4 Años	4.59 %	4.76 %	6.11 %
5 Años	4.60 %	4.77 %	6.12 %

Cuadro 17: Tabla de volatilidades de largo plazo para futuros en posición corta. Fuente: Derivex y EEX. Cálculos del autor.

Estimación del Costo de Oportunidad. Antes de comenzar, se debe aclarar que este no es un análisis de riesgo sobre el costo de oportunidad; solo una estimación de su nivel. Es decir, para el análisis no se considerarán variaciones del margen; solo márgenes iniciales.

Para cada portafolio analizado, y cada nivel de confianza, se tomó el esquema ganador de la sección anterior para definir el nivel de garantías. Utilizando los backtests, se encuentra el valor de las garantías diarias que exigiría cada uno de los métodos para el periodo 2013 a 2015. Siguiendo el análisis de CVA, se considera la situación en que la demanda regulada cubre sus necesidades por los siguientes cuatro años (aprox. 50,000 GWh en un año) suponiendo que tiene acceso a contratos mensuales para el primer año, y de ahí en adelante a contratos anuales (estilo los propuestos en el MOR).

Se supone que los contratos de largo plazo siguen las proporciones entre los futuros europeos de 7 y 10 meses con los de largo plazo, tal como en la sección anterior. Suponiendo que las generadoras y los comercializadores se fondean con una tasa de $IBR + 4\%$, se calcula el costo de oportunidad como:

$$CostoOportunidad = \sum_{j=1}^K \sum_{i=1}^N Monto_j * Garantias_j * (IBR_i + 4\%) * d_i / 360, \quad (18)$$

donde K recorre los contratos, N es el número de días en el backtest, d_i es el número de días en los que se compone la IBR del día i y $Monto_j$ es la energía cubierta. Es decir, se suma el costo

de oportunidad diario de la garantía para cada contrato durante el backtest (para cada nivel de confianza). Al dividir por el número de años en el backtest (un poco menos de 3) se llega al costo de oportunidad anual promedio (para la generadora y el comercializador). Los resultados se exhiben en el Cuadro 18. Se observa que hay una asimetría en el costo de oportunidad de los participantes ya que las posiciones de los contratos son opuestas y el nivel de garantías es dependiente de la posición.

Costo de Oportunidad Anual (millones)	95 %	98 %	99 %
Generadora	124,053	124,900	240,021
Comercializador	91,347	95,339	129,209

Cuadro 18: Estimación del costo de oportunidad anual para las generadoras y los comercializadores para los distintos niveles de confianza. Cálculos del autor.

Un nivel de confianza del 99 % apunta a un costo de oportunidad agregado de las generadoras de unos \$240 mil millones de pesos, que se compara con los \$300 mil millones estimados para el costo de reconocer el ajuste crediticio mediante el CVA. De hecho, resulta menor el costo de constituir garantías en una cámara con un nivel de confianza del 99 % que reconocer el valor del riesgo crediticio en los derivados, tal como exigen las NIIF.

Dividiendo por el monto de cobertura total arroja un costo de oportunidad equivalente a aproximadamente \$5.2/kWh.

3.3.3. Estimación Costo para Entidad Centralizadora

Por comparación con los análisis anteriores, se supone la existencia de una cámara dispuesta a asumir y gestionar riesgo crediticio mediante el estudio de cada agente, y la definición de garantías según agente (para este ejercicio, sin embargo, se supone homogeneidad entre los agentes, suponiéndoles una tasa de fondeo de $IBR + 4\%$). Se busca estimar las pérdidas por riesgo crediticio en las que incurriría tal cámara.

Primero se toman los esquemas de garantías ganadores para cada escenario de nivel de confianza, según el procedimiento expuesto en 3.3.2. Reconociendo que un agente enfrenta elementos disuasorios para incumplir, adicionales a la pérdida de garantías, las pérdidas se calculan como un porcentaje del máximo entre 0 y la diferencia entre el PyG de los contratos de cobertura y las garantías. De esta manera, solo se entra en pérdidas cuando el PyG a dos días supera el nivel de garantías de los esquemas. Careciendo de información necesaria para calibrar un porcentaje, se toman tres niveles de este porcentaje para cada nivel de confianza: 1 %, 5 % y 10 %.

Las suposiciones y datos usados siguen la sección anterior: se recurre a las proporciones de los futuros europeos para crear proxies de contratos de largo plazo. De nuevo, se considera la situación en que la demanda regulada cubre sus necesidades por los siguientes cuatro años. Ahora, como la cámara tendrá contratos en posición larga y corta, se deben sumar las pérdidas de ambas posiciones. Los resultados se presentan en el Cuadro 19 para los distintos niveles de confianza y porcentajes de pérdidas.

Costo Anual Cámara (millones)	95 %	98 %	99 %
1 %	\$ 66,598	\$ 53,194	\$ 42,258
5 %	\$ 332,990	\$ 265,970	\$ 211,291
10 %	\$ 665,980	\$ 531,941	\$ 422,582

Cuadro 19: Costo anual para la entidad centralizadora para distintos niveles de confianza y porcentajes de pérdidas asumidas. Cálculos del autor.

Los números son comparables con los obtenidos para el CVA y el costo de oportunidad, pero las magnitudes serían asumidas por una sola entidad, lo cual refuerza la baja probabilidad de encontrar un participante interesado en asumir tales riesgos.

4. Conclusiones y Recomendaciones

Precio de Escasez y Cargo por Confiabilidad.

- La determinación del cargo por confiabilidad para el parque existente debe separarse de las subastas de expansión, para excluir el costo de inversión de la remuneración a existentes, y para permitir periodos de subasta más cortos.
- Realizar subastas anuales para la renovación del cargo por confiabilidad del parque existente permitiría reducir la incertidumbre inherente en subastas de muy largo plazo.
- Se debe buscar que las generadoras garanticen su cumplimiento de las OEF: constituir la porción del cargo por confiabilidad que excluye el costo de mantenimiento es una forma de lograrlo. El periodo anual facilita la liberación de tales garantías.
- El análisis del precio de escasez no puede desligarse del nivel del CxC.
- Según el modelo planteado, precios de escasez muy bajos resultan perjudiciales para el consumidor, tomando el parque generador actual. La razón es que el cargo por confiabilidad resultante correspondería al sector con combustible costoso (y a plantas en el espectro ineficiente): pero este cargo alto se le paga a todas por igual.
- Conversamente, un precio de escasez muy alto, que expone al consumidor al precio de Bolsa completamente, obliga un cargo por confiabilidad mínimo (igual al costo de mantenimiento de generadoras costosas de mantener).
- Precios de escasez muy altos exponen al consumidor al riesgo de sufrir eventos de alto costo, pero que, según el modelo, no deberían afectar el promedio dramáticamente. Esta situación cambiaría con un parque generador más homogéneo, o con un parque existente que cubra ampliamente la demanda proyectada para el siguiente año.
- El precio de escasez es un mecanismo para transferir la incertidumbre del precio de energía del consumidor al generador. Menores precios de escasez reducen la incertidumbre para el consumidor, incrementándola al generador.

- Nuevas definiciones del precio de escasez deben respetar contratos anteriores, posiblemente con la introducción de varios regímenes posibles de parejas de precios de escasez-cargo por confiabilidad.

La recomendación natural, buscando el máximo beneficio para el consumidor, es separar el régimen de generadoras existentes del de nuevas, y para las existentes subastar el CxC de forma anual. Con este esquema, los resultados llaman a definir un nuevo precio de escasez que busque reducir el costo esperado para el consumidor (ajustado por riesgo), dentro de lo que se considere un rango de tolerancia máxima del consumidor. Los esquemas óptimos según el modelo desarrollado en este estudio alternaban entre la indexación al carbón (iniciando con el costo actual para una generadora con eficiencia mediana), y un precio constante de 200. Al incluir contratos bilaterales para cobertura del 80 % de la demanda, el esquema óptimo se trasladaba a indexación a carbón (con un precio inicial de 293).

Al considerar solo cinco esquemas discutidos por distintos agentes - esquema actual, indexación a gas y diesel (con valor inicial de 302), constante igual a 302, y constante igual a 1300 -, el óptimo suele converger alrededor de la indexación a gas, independiente de si se considera o no incumplimiento, y si se incluye o no contratación bilateral.

Contratos de Largo Plazo y Garantías.

- Para eliminar elementos indeseados de la bilateralidad de los contratos (opacidad de precios, transferencia de ajustes crediticios al consumidor, diferenciación de precios de contratación del mercado regulado contra el no regulado) el MOR debería definir un esquema centralizado de gestión de riesgo de contraparte.
- Forzar a los agentes a usar una cámara centralizada exigiría a la CREG a diseñar un esquema de asignación de esta función monopólica, con especial atención a las comisiones que podría cobrar.
- Una cámara de compensación en general no buscará lidiar con el riesgo crediticio de los agentes, lo que implica una aceptación de un esquema de garantías definido por la cámara. Es improbable que una entidad esté interesada en centralizar el riesgo de contraparte de estos contratos, y que pueda exigir garantías diferenciadas según calidad crediticia del agente.
- Considerando un nivel de confianza de 99 % para definir garantías, la metodología arroja un costo de oportunidad de aproximadamente \$5.2/kWh, que contrasta positivamente contra un costo aproximado de ajuste por riesgo crediticio de \$6.5/kWh. Esto indica que la alternativa de un mercado que no se rija por garantías estrictas igual debe asumir costos derivados por eventuales incumplimientos del mismo orden que el costo de oportunidad de constituir garantías, según el modelo y los supuestos usados.
- Las subastas trimestrales de los contratos de largo plazo son importantes para marcar precios con alguna periodicidad, sin requerir de la liquidez del mercado secundario.
- Un esquema de creadores de mercado en el MOR sería positivo, pero el éxito del esquema depende al final del interés de los agentes del mercado eléctrico.

- La homogeneidad de contratos es favorable para la búsqueda de liquidez de un mercado secundario.
- Un diseño de contrato ideal (que atraería a la demanda y a la oferta) podría ser el complemento del PESC: el vendedor se comprometería a pagar la diferencia entre el precio contratado y el precio de Bolsa, limitando este último a un máximo igual al PESC.
- Suponiendo una demanda menor a la potencial oferta, la subasta de reloj descendente favorecería la participación de los generadores. Otros incentivos a esta participación (diseño de contratos adecuados a los intereses de la oferta, por ejemplo, o limitación del plazo de contratos en el mercado OTC) pueden considerarse.

La recomendación para el MOR es buscar la posibilidad de evitar bilateralidad en los contratos obligatorios (para la demanda), mediante una cámara de compensación que gestione las garantías necesarias para lograr un mercado seguro, incluyente y transparente.

Referencias

- [1] XM Documento MEM 0001. Reglamento para de garantías para el Cargo por Confiabilidad asociado a las obligaciones de energía en firme vigentes a partir del segundo periodo del año de transición, 2007.
[http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/0/021eb7629913a9000525785a007a6df4/\\$FILE/CIRCULAR009-2007%20ANEXO.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/0/021eb7629913a9000525785a007a6df4/$FILE/CIRCULAR009-2007%20ANEXO.pdf).
- [2] CREG Resolución 004. Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “por la cual se establece la fórmula tarifaria y las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas”, 2014.
<http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ff5b05256eee00709c02/98be10fa78cdeee205257cf9007cc369?OpenDocument>.
- [3] CREG Circular 009. Publicación del documento sobre garantías relacionadas con el Cargo por Confiabilidad, 2007.
<http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/0/021eb7629913a9000525785a007a6df4/>.
- [4] CREG Documento 022. Mercado organizado con contratos de energía para los usuarios regulados y no regulados, 2016.
[http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/2c69d65fac7d455205257fda007e3fc3/\\$FILE/Circular039-2016%20Anexo%20D-022-16.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/2c69d65fac7d455205257fda007e3fc3/$FILE/Circular039-2016%20Anexo%20D-022-16.pdf).
- [5] Superintendencia Financiera de Colombia Circular Externa 041. Modificación integral del capítulo xviii “instrumentos financieros derivados y productos estructurados” de la circular básica contable y financiera, modificación del capítulo ii “reglas de intermediación en el mercado mostrador” del título ii de la parte iii de la circular básica jurídica y de los formatos 468, 469, 470, 471 y 472 – niif (proforma f.0000-146), 2015.
<https://www.superfinanciera.gov.co/jsp/loader.jsf?lServicio=Publicaciones&lTipo=publicaciones&lFuncion=loadContenidoPublicacion&id=10084254>.

- [6] CREG Resolución 044. Por la cual se ordena publicar un proyecto de resolución “por la cual se establecen los criterios generales para determinar la remuneración de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en el sistema interconectado nacional”, 2012.
<http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/77053a3ca9de43c4052579fa00505181?OpenDocument&Highlight=0, NoResolucionCREG044-2012>.
- [7] CREG Documento 047. Análisis precio de escasez. documento para discusión, 2016.
[http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/0/b920473e53b10e250525785a007a6f2c/\\$FILE/D-047%20AN%C3%81LISIS%20PRECIO%20DE%20ESCASEZ.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/0/b920473e53b10e250525785a007a6f2c/$FILE/D-047%20AN%C3%81LISIS%20PRECIO%20DE%20ESCASEZ.pdf).
- [8] CREG Resolución 070. Por la cual se definen alternativas para los energéticos del cargo por confiabilidad y se modifica la actualización del precio de escasez, 2014.
[http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/f8d377c5d300283105257cfa005c5e25/\\$FILE/Creg070-2014.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/f8d377c5d300283105257cfa005c5e25/$FILE/Creg070-2014.pdf).
- [9] CREG Resolución 071. Por la cual se adopta la metodología para la remuneración del cargo por confiabilidad en el mercado mayorista de energía, 2006.
<http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/243937481e5177820525785a007a6f75?OpenDocument>.
- [10] CREG Documento 114. Análisis de precios de bolsa condición crítica, 2015.
[http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/5ce013153adcc79d05257ee10002725e/\\$FILE/D-114-15%20AN%C3%81LISIS%20PRECIOS%20DE%20BOLSA%20CONDICI%C3%93N%20CR%C3%8DTICA.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/5ce013153adcc79d05257ee10002725e/$FILE/D-114-15%20AN%C3%81LISIS%20PRECIOS%20DE%20BOLSA%20CONDICI%C3%93N%20CR%C3%8DTICA.pdf).
- [11] CREG Resolución 172. Por la cual se define precio máximo a las ofertas de precio para el despacho diario en el mercado de energía mayorista, 2015.
<http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/5ce013153adcc79d05257ee10002725e?OpenDocument>.
- [12] CREG Resolución 178. Por la cual se establecen medidas para garantizar la prestación del servicio público de energía eléctrica ante la ocurrencia de situaciones extraordinarias que lo ponen en riesgo, 2015.
<http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/76a145fdb83f6f7e05257eec0077bdc2?OpenDocument>.
- [13] CREG Resolución 240. Por la cual se modifican algunos aspectos relacionados con las garantías establecidas en la resolución creg 159 de 2011, 2015.
<http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/43af2ae9ec36ca6705257f30005fc541?OpenDocument>.
- [14] CREG Resolución 240 B. Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, “por la cual se aprueba la fórmula tarifaria general que permite a los comercializadores minoristas de electricidad establecer los costos de prestación del servicio a usuarios regulados en el sistema interconectado nacional”, 2015.
<http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/04b4e607bd658dd805257f57007d44d1?OpenDocument>.
- [15] Asociación Nacional de Empresas Generadoras. Un análisis del precio de escasez. Technical Report Documento 001, ANDEG, 2014.

- [16] Paul Embrechts, Claudia Klüppelberg, and Thomas Mikosch. *Modelling Extremal Events for Insurance and Finance*. Springer, first edition, 1997.
- [17] Alfred Müller, Markus Burger, Bernhard Klar, and Gero Schindlmayr. A spot market model for pricing derivatives in electricity markets. *Quantitative Finance*, 4(1):109–122, 2004.

A. Anexo. Parque Generador Estudiado.

En el Cuadro 20 se presenta una lista de los generadores que fueron modelados de forma explícita en el ejercicio de simulaciones de equilibrios del mercado. La capacidad instalada restante del parque fue asumida como constante y excluida de la demanda. Esto equivale a 4761.87 GWh anuales.

Cuadro 20: Parque generador analizado en el estudio

Unidad de generación	OEF (KWh-día)
ALBAN	2158856
BARRANQUILLA 3	1119857
BARRANQUILLA 4	1146855
BETANIA	5082628
CARTAGENA 1	1133286
CARTAGENA 2	1240291
CARTAGENA 3	1319686
CHIVOR	8072969
EL QUIMBO	2345779
FLORES 1	3549089
FLORES 4B	10334951
GECELCA 3	3082354
GUAJIRA 1	2839392
GUAJIRA 2	2756370
GUATAPE	5518062
GUATRON	7149746
GUAVIO	12564042
JAGUAS	1536624
LA TASAJERA	3652411
MERILECTRICA 1	3874511
MIEL I	2224958
PAGUA	10733580
PAIPA 1	528628
PAIPA 2	1143173
PAIPA 3	1596253
PAIPA 4	3557809
PLAYAS	3304767
PORCE II	3668282
PORCE III	9256977
PRADO	185472
PROELECTRICA 1	1849754
PROELECTRICA 2	1941017
SALVAJINA	1859720
SAN CARLOS	13418968
SAN FRANCISCO	557918
SOGAMOSO	2313472
TASAJERO 1	3723228
TASAJERO 2	3674646
TEBSAB	17629048
TERMOCANDELARIA 1	2910097
TERMOCANDELARIA 2	
TERMOCENTRO CC	6422011
TERMODORADA 1	896992
TERMOEMCALI 1	4837524
TERMOMERILECTRICA	3846412
TERMOSIERRAB	6955604
TERMOVALLE 1	3770461
TERMOYOPAL 1	424080
TERMOYOPAL 2	645771
URRA	1975455
ZIPAEMG 2	674587
ZIPAEMG 3	1242698
ZIPAEMG 4	1359109
ZIPAEMG 5	1351262

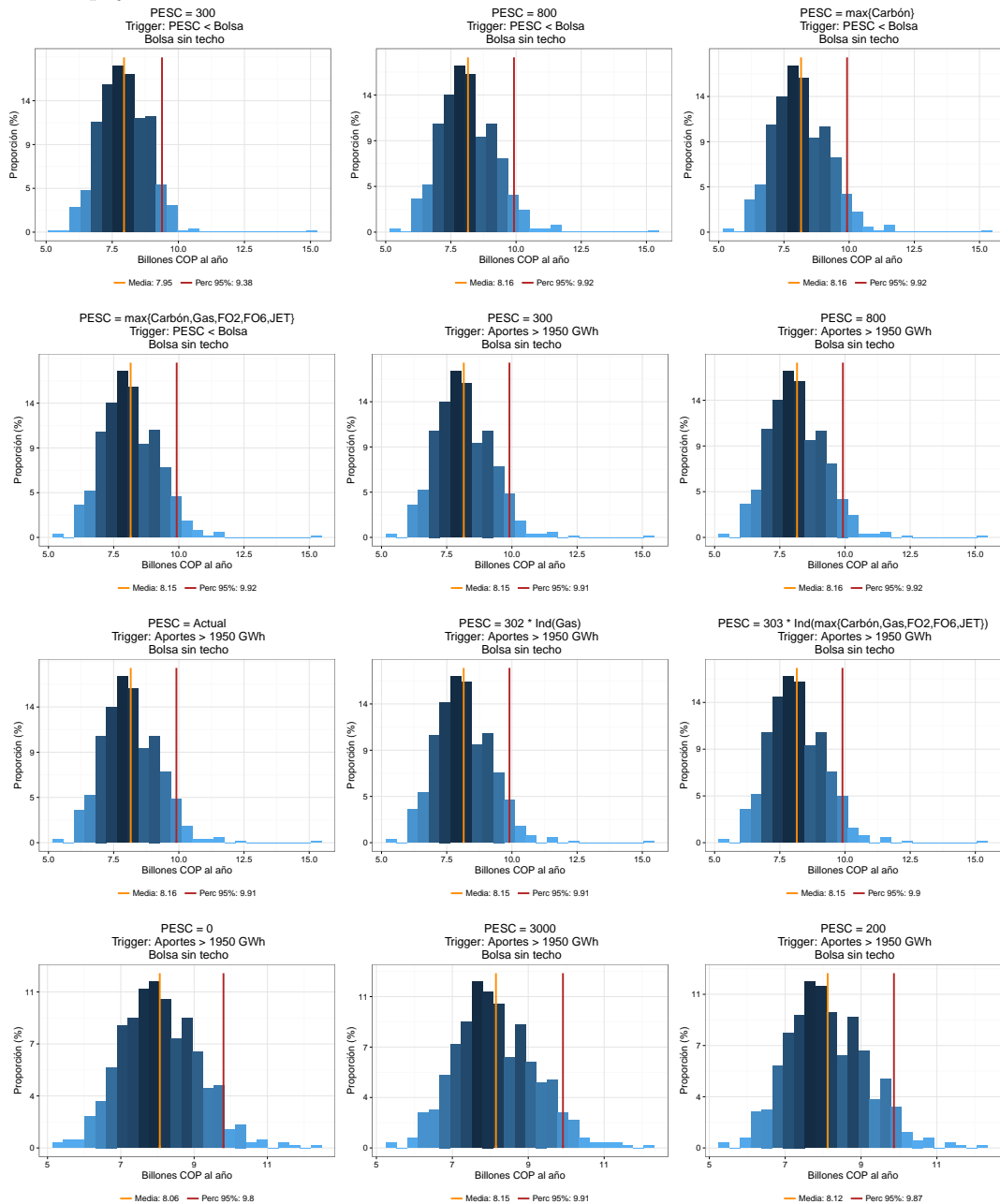
Fuente: CREG

B. Anexo. Esquemas PESC analizados.

No.	Descripción	Indexador	Trigger Escasez	Valor inicial	Techo P. Bolsa
1	Resolución actual	Fuel Oil No. 6	PESC < Bolsa	302	sin techo
2	Constante igual a 0	Constante	PESC < Bolsa	0	sin techo
3	Constante igual a 200	Constante	PESC < Bolsa	200	sin techo
4	Constante igual a 300	Constante	PESC < Bolsa	300	sin techo
5	Constante igual a 800	Constante	PESC < Bolsa	800	sin techo
6	Constante igual a 3000	Constante	PESC < Bolsa	3000	sin techo
7	Costo de la planta a carbón menos eficiente	Carbón	PESC < Bolsa	335.40	sin techo
8	Costo de la planta a gas menos eficiente	Gas	PESC < Bolsa	410.60	sin techo
9	Costo máximo entre las plantas menos eficiente de cada combustible	máximo de combustibles	PESC < Bolsa	681.23	sin techo
10	Costo de la planta a carbón de eficiencia mediana	Carbón	PESC < Bolsa	153.57	sin techo
11	Costo de la planta a gas de eficiencia mediana	Gas	PESC < Bolsa	321.24	sin techo
12	Costo máximo entre las plantas de eficiencia mediana para cada combustible	máximo de combustibles	PESC < Bolsa	495.28	sin techo
13	Percentil 95 del precio de bolsa indexado al carbón	Carbón	PESC < Bolsa	293	sin techo
14	Percentil 95 del precio de bolsa indexado al gas	Gas	PESC < Bolsa	293	sin techo
15	Escasez: aportes mensuales. PESC igual a 300	Constante	Aportes > 1950	300	sin techo
16	Escasez: aportes mensuales. PESC igual a 800	Constante	Aportes > 1950	800	sin techo
17	Escasez: aportes mensuales. PESC fórmula actual	Fuel Oil No. 6	Aportes > 1950	302	sin techo
18	Escasez: aportes mensuales. PESC indexado al gas	Gas	Aportes > 1950	302	sin techo
19	Escasez: aportes mensuales. PESC indexado al precio máximo de combustibles	máximo de combustibles	Aportes > 1950	302	sin techo
20	Escasez: aportes mensuales. PESC costo de planta a Fuel Oil 6 menos eficiente, con techo	Fuel Oil No. 6	Aportes > 1950	554.57	sin techo
21	Escasez: aportes mensuales. PESC costo de planta a gas menos eficiente, con techo	Gas	Aportes > 1950	410.60	sin techo
22	Escasez: aportes mensuales. PESC costo máximo entre las plantas menos eficiente de cada combustible, con techo	máximo de combustibles	Aportes > 1950	681.23	sin techo
23	Escasez: aportes mensuales. PESC igual a 300	Constante	Aportes > 1950	300	techo = 600
24	Escasez: aportes mensuales. PESC igual a 800	Constante	Aportes > 1950	800	techo = 600
25	Escasez: aportes mensuales. PESC fórmula actual, con techo	Fuel Oil No. 6	Aportes > 1950	302	techo = 600
26	Escasez: aportes mensuales. PESC indexado al gas, con techo	Gas	Aportes > 1950	302	techo = 600
27	Escasez: aportes mensuales. PESC indexado al precio máximo, con techo	máximo de combustibles	Aportes > 1950	302	techo = 600
28	Escasez: aportes mensuales. PESC costo de planta a Fuel Oil 6 menos eficiente, con techo	Fuel Oil No. 6	Aportes > 1950	554.57	techo= 600
29	Escasez: aportes mensuales. PESC costo de planta a gas menos eficiente, con techo	Gas	Aportes > 1950	410.60	con techo
30	Escasez: aportes mensuales. PESC costo máximo entre las plantas menos eficiente de cada combustible, con techo	máximo de combustibles	Aportes > 1950	681.23	techo = 600
31	Escasez: aportes mensuales. PESC igual a 0	Constante	Aportes > 1950	0	sin techo
32	Escasez: aportes mensuales. PESC igual a 3000	Constante	Aportes > 1950	3000	sin techo
33	Escasez: aportes mensuales. PESC igual a 0, con techo	Constante	Aportes > 1950	0	techo = 600
34	Escasez: aportes mensuales. PESC igual a 3000, con techo	Constante	Aportes > 1950	3000	techo = 600
35	Escasez: aportes mensuales. PESC igual a 200	Constante	Aportes > 1950	200	sin techo

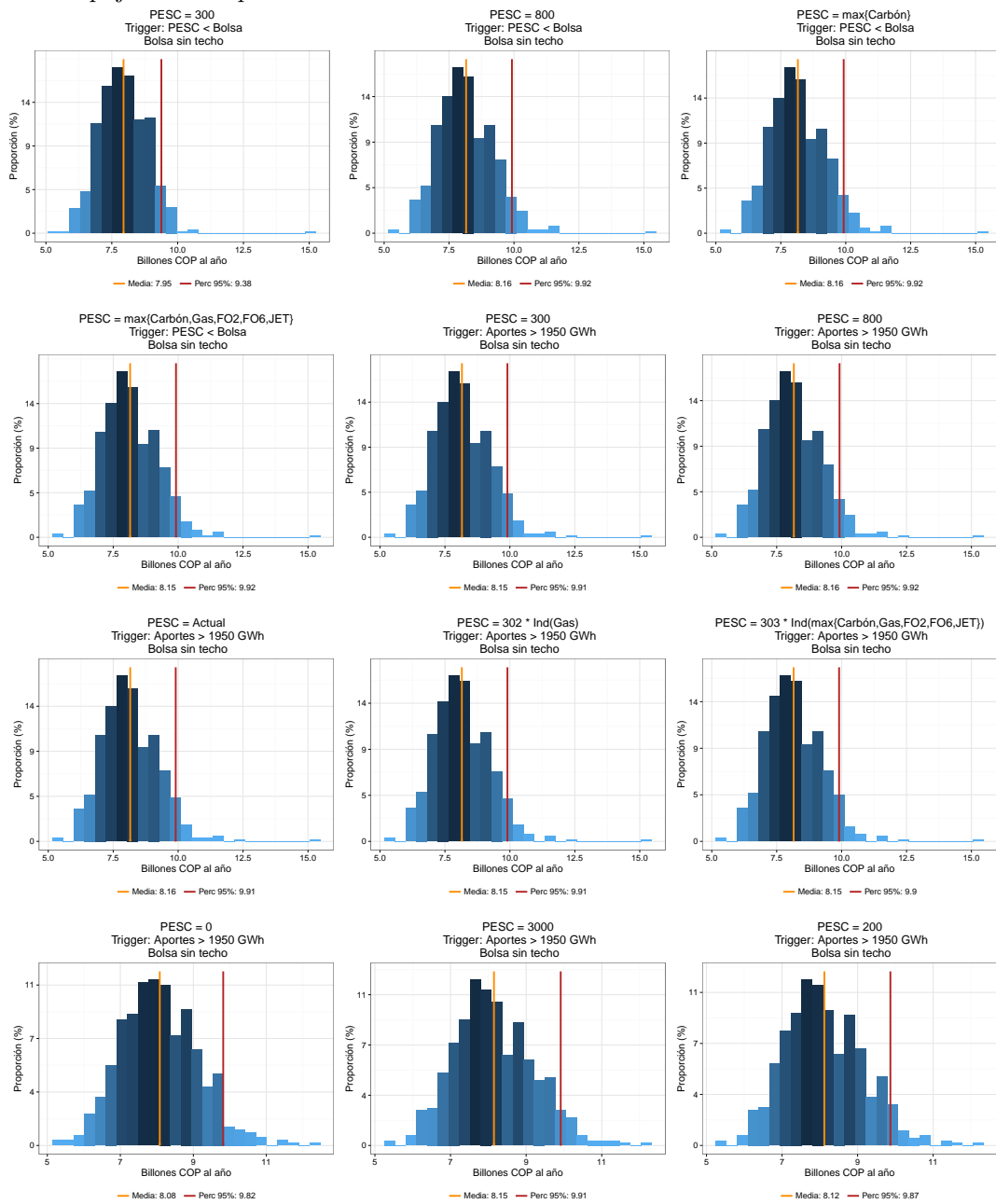
C. Anexo. Histogramas del Costo de la Energía.

Figura 22: Histogramas del valor presente del costo agregado de la energía con CxC calculado a partir de pujas medias



Fuente: Cálculos propios a partir de información de XM, UPME, DANE y Reuters.

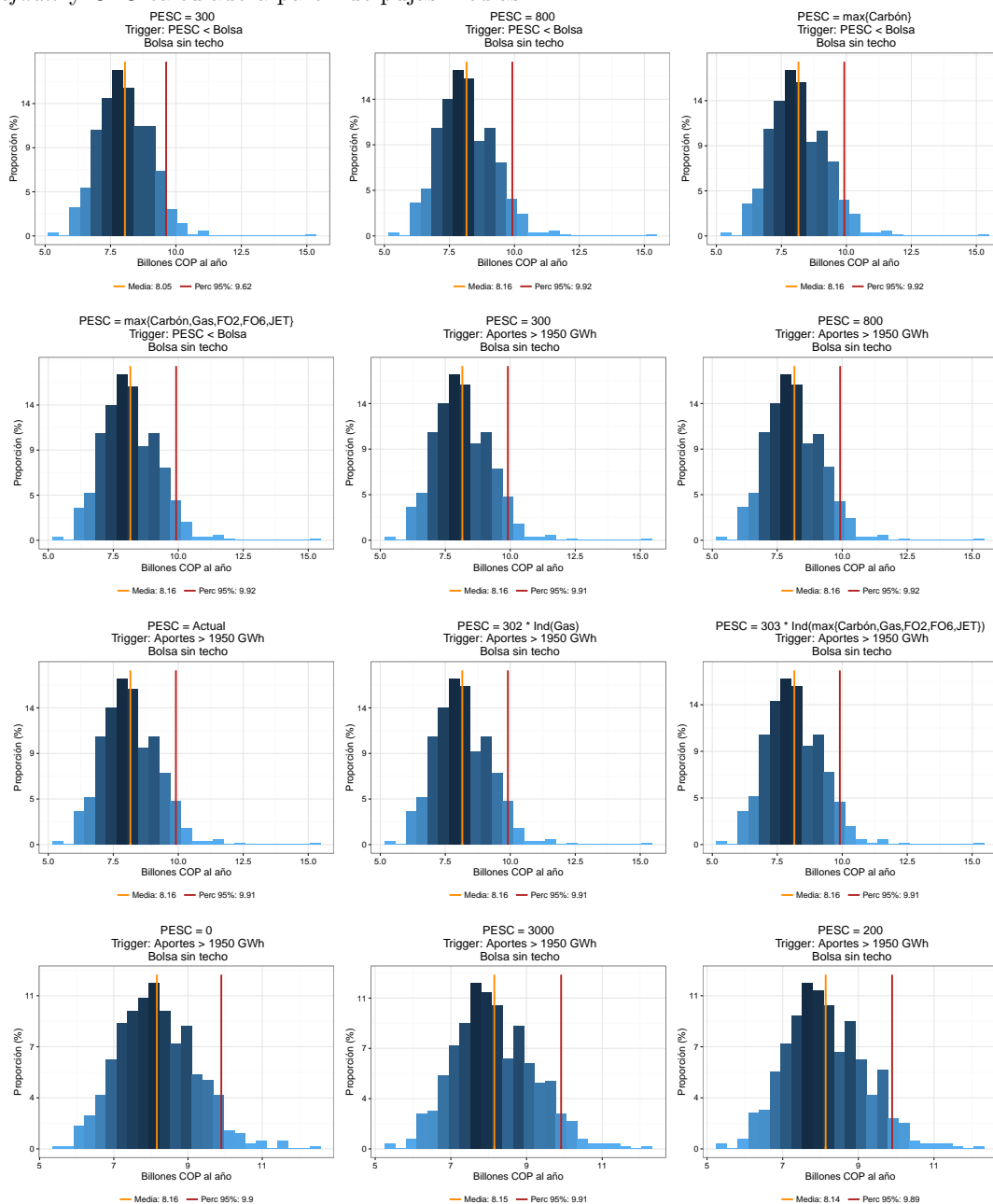
Figura 23: Histogramas del valor presente del costo agregado de la energía con CxC calculado a partir de pujas medias percentil 80 %



Fuente: Cálculos propios a partir de información de XM, UPME, DANE y Reuters.

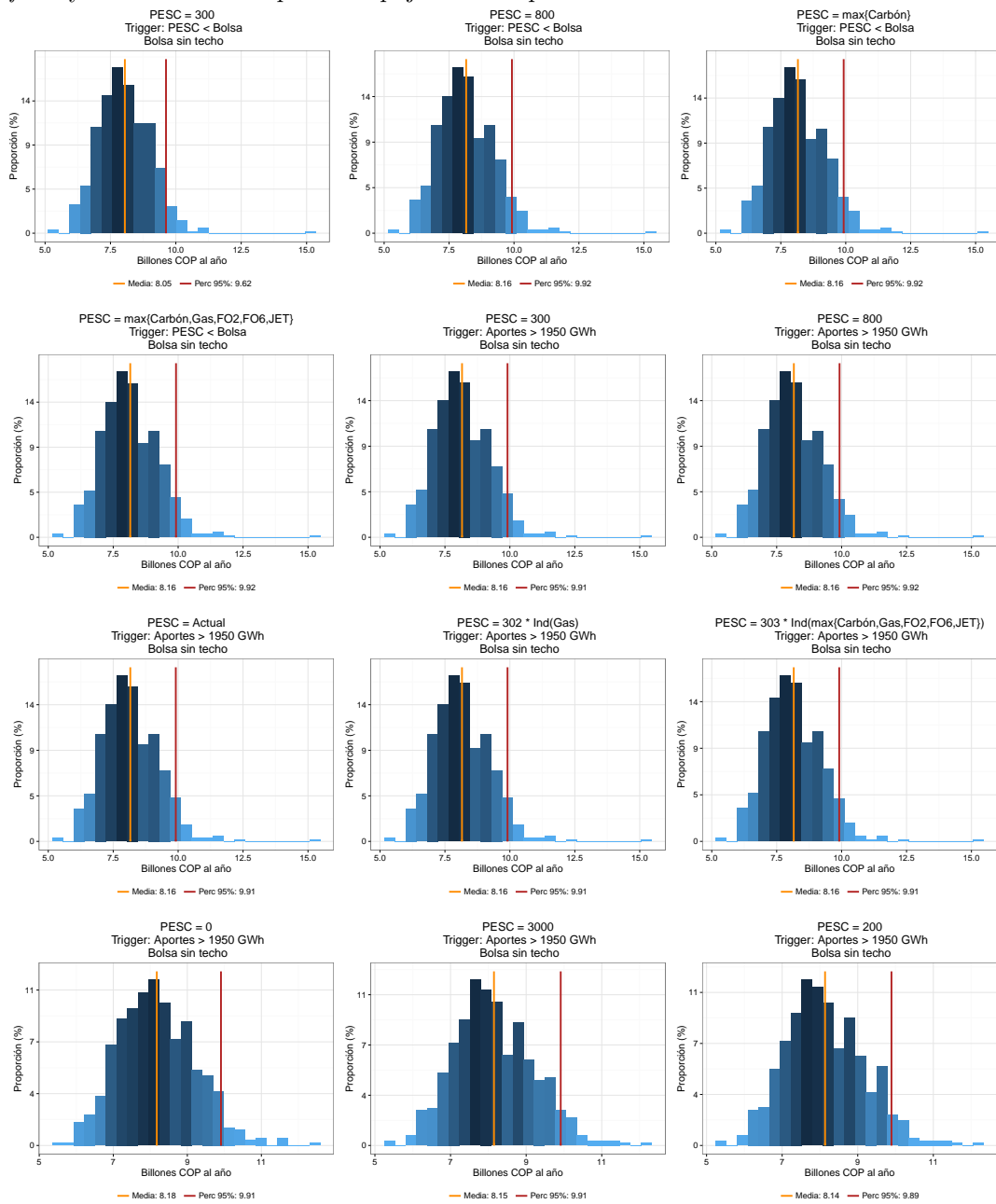
D. Anexo. Histogramas del Costo de la Energía Incluyendo Riesgo de *Default*.

Figura 24: Histogramas del valor presente del costo agregado de la energía incluyendo riesgo por *default* y CxC calculado a partir de pujas medias



Fuente: Cálculos propios a partir de información de XM, UPME, DANE y Reuters.

Figura 25: Histogramas del valor presente del costo agregado de la energía incluyendo riesgo por *default* y CxC calculado a partir de pujas medias percentil 80 %



Fuente: Cálculos propios a partir de información de XM, UPME, DANE y Reuters.