

Comité de Estudios C5 - Mercados de electricidad y regulación

MEDIDAS REGULATORIAS POSTERIORES A LOS FENÓMENOS DEL NIÑO 2015-2016 Y 2023-2024 EN COLOMBIA, UNA MIRADA DESDE LA CONFIABILIDAD

P. VILLEGAS
XM
Colombia
pvillegas@xm.com.co

H.A. GOMEZ*
XM
Colombia
hgomez@xm.com.co

Resumen –El sector eléctrico en Colombia ha enfrentado retos significativos derivados de los fenómenos de El Niño, especialmente durante los periodos 2015-2016 y 2023-2024. Estos eventos climáticos extremos, dada la composición de la matriz eléctrica de Colombia, han puesto a prueba la confiabilidad del sistema eléctrico debido a la reducción en la hidrología y su alta dependencia de la generación hidroeléctrica. En respuesta, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) implementó una serie de medidas regulatorias orientadas a fortalecer la resiliencia del mercado de energía y garantizar el suministro eléctrico durante periodos críticos. Este artículo analiza las medidas adoptadas por la CREG en ambos periodos, evaluando su impacto en el funcionamiento del mercado y los incentivos para los agentes del sector. Asimismo, se discuten los aprendizajes clave y las áreas de mejora para el diseño de futuras políticas regulatorias frente a la creciente incertidumbre climática y de tal manera, atender la demanda de energía de una manera segura, confiable y económica.

Palabras clave: Mercados eléctricos, regulación, Confiabilidad, Escasez, fenómeno El Niño, precio de Escasez.

1 INTRODUCCIÓN

Según PARATEC de XM, el operador del sistema eléctrico colombiano, la matriz eléctrica se compone por una alta dependencia de fuentes hidroeléctricas que suman aproximadamente 13,219 MW de los 21,368 MW, que representan cerca del 61.86% de la capacidad instalada la cual atiende en condiciones de hidrología normal, aproximadamente el 70% de la demanda del país [1]. Si bien esta matriz energética contribuye a la sostenibilidad y a costos competitivos, también la hace particularmente vulnerable a fenómenos climáticos extremos como El Niño, que reduce significativamente los caudales disponibles y el embalsamiento necesario para garantizar la atención de la demanda con esta tecnología de generación. Como resultado de este tipo de fenómeno climático, los periodos de 2015-2016 y 2023-2024 representaron desafíos críticos para el sector, evidenciando vulnerabilidades en la planificación, operación y regulación del mercado eléctrico.

Cuando se está en épocas de Fenómeno El Niño, ante la reducción de la hidrología, la mayoría de las generadoras incluyendo hidroeléctricas o térmicas resultan vendiendo la energía en la bolsa a un precio superior a su oferta promedio, ya que su capacidad de generación es baja y el costo de oportunidad del agua aumenta, mientras que la demanda de los usuarios tiende a aumentar, sobre todo los climas cálidos. Esto representa un alza sobre los precios de la energía donde las tarifas pueden aumentar hasta un 30% y adicionalmente, esto puede representar una amenaza para la demanda de suministro si no hay la suficiente oferta para cubrir la demanda.

En respuesta, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), como autoridad regulatoria, implementó una serie de cambios normativos con el objetivo de garantizar la confiabilidad del suministro y estabilizar el mercado en condiciones adversas, garantizando también, la protección de la demanda ante los

* Calle 12 sur N° 18 -168. Medellín - Colombia

altos precios producidos por las condiciones hidrológicas adversas. Estas medidas incluyeron ajustes en los mecanismos de asignación de obligaciones de energía en firme, fortalecimiento de los incentivos para la generación térmica, implementación de señales económicas para la eficiencia en el uso de recursos y modificaciones en la gestión de la demanda. Este artículo examina dichas intervenciones, especialmente los cambios en el Precio de Escasez; precio de referencia que activa el mecanismo de confiabilidad implementado en Colombia y a partir del cual se hacen exigibles compromisos regulatorios que afectan las transacciones en la bolsa y economía del país. En este artículo se revisará su efectividad en términos técnicos, económicos y sociales.

A través de un análisis comparativo de los dos periodos de crisis, se busca identificar las fortalezas y limitaciones de las estrategias regulatorias adoptadas, así como proponer recomendaciones para la adaptación del mercado eléctrico colombiano frente a fenómenos climáticos futuros. Este trabajo no solo pretende aportar al cuerpo de conocimiento sobre regulación energética en contextos de alta incertidumbre, sino también contribuir al diseño de políticas públicas más robustas y sostenibles en el sector eléctrico.

2 MARCO TEÓRICO.

2.1 Mercados de Capacidad

Los mercados de capacidad aseguran la confiabilidad de los sistemas eléctricos al buscar mantener el equilibrio entre la demanda y la generación de energía. Estos mercados garantizan que los recursos de generación tengan suficiente capacidad para satisfacer el pico de demanda y un margen de reserva para pérdidas imprevistas. La remuneración puede basarse en precio, donde la capacidad disponible aumenta el precio de la energía, o en cantidad, utilizando métodos como mercados de reserva operativa e instalada [2]. En Colombia, la Resolución CREG 071 de 2006 introdujo estos mercados para asegurar un suministro de energía confiable y proteger a los usuarios de altos precios derivados de eventos climáticos.

2.2 Confiabilidad en los sistemas eléctricos

La confiabilidad en los sistemas eléctricos implica la capacidad de suministrar energía de manera continua y segura, incluso ante contingencias. Se divide en dos componentes: i) Adecuación, que es la disponibilidad de recursos de generación para satisfacer la demanda y afrontar imprevistos [3], y ii) Seguridad, que es la capacidad del sistema para operar de forma estable y resistir perturbaciones, crucial ante eventos climáticos extremos como El Niño [4]. En Colombia, la alta dependencia de fuentes hidroeléctricas hace que la confiabilidad sea un reto. Para mitigar el riesgo de desabastecimiento, se han implementado el precio de escasez y el esquema de cargo por confiabilidad como herramientas regulatorias [5].

El fenómeno de El Niño genera impactos significativos en el clima mundial. En Colombia, este fenómeno provoca sequías prolongadas, lo que reduce la disponibilidad de agua en los embalses hidroeléctricos, afectando directamente la generación eléctrica [6]. Durante los periodos de El Niño, la baja generación hidroeléctrica incrementa la dependencia de plantas térmicas y fuentes de generación más costosas, lo que eleva los costos marginales de operación. Este escenario pone a prueba la resiliencia del sistema eléctrico colombiano, ya que la transición a generación térmica implica un incremento en el precio de la energía y mayores presiones sobre los usuarios y generadores [7].

2.3 Enfoques internacionales en confiabilidad eléctrica

El diseño de mercados eléctricos resilientes ha sido un desafío global. En países como Brasil y Chile, que también dependen de generación hidroeléctrica, se han implementado esquemas similares al precio de escasez, pero con diferencias en el cálculo de costos y en la integración de fuentes renovables [8]. Por ejemplo, Brasil ha desarrollado un sistema de subastas de capacidad para garantizar la expansión de la infraestructura energética, mientras que Chile ha priorizado la diversificación de su matriz energética para afrontar periodos de sequía prolongada [9]. Colombia, aunque ha avanzado en la regulación del cargo por confiabilidad y el precio de escasez, enfrenta desafíos relacionados con la precisión de las señales de precio, la sostenibilidad financiera de los generadores térmicos y la integración de fuentes renovables en el mercado mayorista [10].

3 PRECIO DE ESCASEZ

El precio de escasez en Colombia se introdujo dentro del Cargo por Confiabilidad para asegurar la disponibilidad de energía en situaciones críticas y garantizar un precio fijo en la bolsa, además de servir como cobertura para las empresas expuestas a la bolsa. Este instrumento ha evolucionado para adaptarse a las dinámicas del mercado eléctrico colombiano y enfrentar desafíos como los fenómenos de El Niño.

La CREG definió el precio de escasez mediante la Resolución CREG 071 de 2006, basado en el costo variable de la planta térmica más ineficiente. Este precio servía para activar las Obligaciones de Energía Firme (OEF) cuando el precio en bolsa lo superaba, tomando inicialmente como referencia los costos del combustible residual fuel No.6 con 1.0% de azufre. Este valor se estableció como el máximo que la demanda está dispuesta a pagar por la energía en la bolsa.

Las OEF resultan de la subasta o mecanismo que obliga a un generador a producir una cantidad diaria de energía durante el Periodo de Vigencia de la Obligación cuando el Precio de Bolsa supera el precio de escasez asignado. Esta cantidad se basa en la programación horaria del despacho ideal, considerando solo la Demanda Doméstica [11]. Cuando el precio de bolsa supera el precio de escasez, el sistema entra en condición crítica, y los generadores deben producir para garantizar el suministro y proteger a los usuarios de incrementos de precios. El precio de escasez es un indicador crucial para la confiabilidad del sistema.

3.1 Modificaciones posteriores al fenómeno de El Niño 2015-2016

Durante el 2017, posterior a el fenómeno de El Niño 2015-2016, el Regulador emitió la Resolución CREG 140 de 2017 introdujo el Precio Marginal de Escasez (PME), una metodología que buscaba reflejar de manera más precisa los costos variables del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y los precios de los combustibles, diferenciando entre plantas con costos variables altos y bajos.

El PME actualmente se calcula conformando la curva de oferta agregada ordenando las plantas de menor a mayor costo variable de generación y a estas plantas se le calcula el porcentaje de participación de sus OEF, como la relación entre la OEF respalda por la planta y las OEF totales asignadas en el sistema para el mes de análisis. A partir de esta curva, empezando con la planta de costo variable mas costoso, se acumula el porcentaje de participación en las OEF hasta llegar al 2%, y la primera planta que supere dicho porcentaje será el PME para el mes de análisis.

Adicionalmente, aparece el Precio de Escasez de Activación (PEa) que es el máximo entre el precio de escasez de la Resolución CREG 071 de 2006 y el mencionado anteriormente. Este cambio en el precio de escasez se debió al desacople entre el costo internacional del combustible y el registrado nacionalmente por los generadores, y en segundo lugar, por que con la entrada de la planta de gas natural importado (GNI) se presentó una reconfiguración de los costos del parque generador que operaria en condición crítica [12].

3.2 Modificaciones posteriores al fenómeno de El Niño 2023-2024

En respuesta a las situaciones presentadas durante el fenómeno de El Niño 2023-2024, la CREG consideró necesario analizar si el precio de escasez cumplía con las funciones establecidas en la regulación y propuso ajustes al respecto. Para ello, el Regulador realizó una comparación histórica del comportamiento del PME y PE y se identificó que desde el inicio del PME siempre ha sido superior al PE, por lo que en todo momento el PEa lo ha fijado el PME. También, a finales de 2022, el PME fue mayor que el costo de racionamiento del estrato 4 y que durante el fenómeno de El Niño 2023-2024, los precios de bolsa solamente superaron al PME en contadas ocasiones a diferencia de otros periodos donde se presentó El Niño [13].

En diciembre de 2024, la CREG emitió una resolución que discrimina el precio de escasez de acuerdo a la tecnología, un precio más bajo para aquellas tecnologías que operen con costos variables bajos, fijando un valor indexado al precio de referencia del carbón y para aquellos grupos de plantas que operen con tecnología de costos variables medios y altos considerar el mismo PME, donde habría un Precio de Escasez Inferior (PEI) y un Precio de Escasez Superior (PES) que sería calculado con la misma metodología del PME, respectivamente. Esta medida busca incentivar la eficiencia y garantizar la sostenibilidad del sistema eléctrico colombiano.

4 ESTADO DEL ARTE.

El precio de escasez, diseñado para reflejar los costos marginales de generación en periodos críticos, mostró deficiencias al no cubrir los costos reales de los generadores térmicos, especialmente con la volatilidad de precios del gas natural y combustibles líquidos [14]. Plantas como Termocandelaria operaron a pérdida, lo que llevó al cierre temporal de unidades y aumentó la probabilidad de racionamiento [15]. Esto evidenció la necesidad de ajustar el precio de escasez para que refleje mejor las condiciones del mercado. Aunque el cargo por confiabilidad garantizó la disponibilidad de recursos durante la crisis, surgieron problemas con la asignación de recursos y la sostenibilidad financiera de los generadores, ya que los pagos no cubrían sus costos fijos y variables, afectando su capacidad operativa continua [16].

4.1.1 Medidas regulatorias adoptadas

En respuesta a estas limitaciones, la CREG implementó varias medidas regulatorias que buscaron mitigar los efectos inmediatos de la crisis y fortalecer el marco regulatorio para eventos futuros:

- **Ajuste del precio de escasez:** Mediante la Resolución CREG 088 de 2016, se revisó la metodología de cálculo del precio de escasez, incorporando un índice de precios de referencia que reflejara mejor los costos de los combustibles utilizados por las plantas térmicas [17]. Finalmente, en el año 2017, mediante la Resolución CREG 140 de 2017, el regulador estableció el precio marginal de escasez, el cual se calcula considerando los costos promedios de combustible de todas las plantas térmicas de Colombia. Si bien esta regulación proporcionó un nuevo cálculo, el precio de escasez siguió conviviendo con el precio marginal de escasez, debido a que estos precios están atados al compromiso que tienen las plantas de generación con el cargo por confiabilidad hasta por 20 años desde el inicio del compromiso, y por lo tanto esta misma resolución proponía un esquema en donde pudieran aplicarse ambas metodologías.
- **Introducción de incentivos para el despacho eficiente de plantas térmicas:** Se promovieron esquemas para garantizar el acceso prioritario al gas natural y se flexibilizaron las condiciones operativas para asegurar la disponibilidad de generación no hidráulica [18].
- **Fortalecimiento del monitoreo y control del sistema:** XM introdujo herramientas de modelado avanzado para prever escenarios críticos y tomar decisiones operativas más informadas [19].

4.2 Avances regulatorios previos al fenómeno de El Niño 2023-2024

Entre 2017 y 2023, la regulación colombiana experimentó importantes avances para abordar los desafíos identificados durante el evento de El Niño 2015-2016. Algunos de estos desarrollos incluyeron:

- **Transición energética y diversificación de la matriz:** se promovió la integración de fuentes renovables no convencionales, como la solar y la eólica. Esto se materializó en la Ley 2099 de 2021, que estableció incentivos fiscales y financieros para proyectos renovables, además de fortalecer los mecanismos de almacenamiento energético [20].
- **Optimización del cargo por confiabilidad:** la CREG ha redefinido los criterios para la asignación de recursos de confiabilidad, priorizando tecnologías que ofrecieran mayor resiliencia frente a condiciones críticas [21].
- **Modernización de la infraestructura energética:** Se desarrollaron proyectos de ampliación de la capacidad de transporte eléctrico, particularmente en zonas críticas como la Costa Atlántica y el Caribe, para garantizar la estabilidad operativa durante eventos climáticos extremos [22].

4.3 Medidas frente al fenómeno de El Niño 2023-2024

El fenómeno de El Niño 2023-2024 ha puesto en tensión el sistema eléctrico colombiano debido a la creciente demanda de energía y los efectos del cambio climático, aunque los niveles de los embalses no han alcanzado mínimos históricos [23]. La CREG adoptó un enfoque dinámico para actualizar el precio de escasez, considerando costos variables de generación y factores exógenos como la volatilidad de los combustibles, para fomentar la inversión en generación térmica y renovable [24].

Las energías renovables no convencionales han aumentado su participación en la matriz energética, estimándose que para 2024 representarán el 12% de la capacidad instalada, frente al 2% en 2016 [25].

Además, se han implementado programas de eficiencia energética para reducir el consumo en horarios pico [25].

Para mitigar los riesgos financieros de los generadores térmicos, la CREG ha promovido contratos de respaldo que aseguran el suministro de combustibles a precios competitivos [27]. También se han tomado medidas para mitigar los impactos del mantenimiento anual de la terminal de importación y regasificación de gas natural licuado del Caribe, permitiendo que algunas plantas cedan gas bajo negociación para cubrir el déficit identificado [28].

4.4 Limitaciones y desafíos futuros

A pesar de los avances regulatorios, el sistema eléctrico colombiano enfrenta desafíos estructurales para enfrentar eventos de El Niño: Falta de integración plena de renovables [29], Impactos del cambio climático [30], Riesgos financieros para generadores térmicos [31], Esquema de confiabilidad para renovables firmes [32], Subastas para proyectos con almacenamiento [33] y Bonos de confiabilidad ambiental [34]

5 ANÁLISIS CUALITATIVO DE LAS PROPUESTAS REGULATORIA

El Cargo por confiabilidad, y por consecuente el precio de escasez a lo largo de su implementación ha permitido afrontar situaciones de baja hidrología y se ha fortalecido con los cambios regulatorios propuestos posterior a cada niño, logrando así, que haya una probabilidad de 95% de superar una baja hidrología, no intervenir y establecer un limite de confiabilidad de energía con el valor esperado del racionamiento del 1.5%, asegurar la energía y el suministro en periodos críticos [35].

Adicionalmente el cargo por confiabilidad, con sus modificaciones han traído beneficios tanto para las plantas de generación (especialmente térmicas) como para los usuarios finales ya que representa un alivio a las finanzas públicas fomentando la inversión privada con la que ha logrado liberal recursos fiscales a 2022 de 10,000 millones de USD junto con la cobertura de precios de la demanda donde este esquema permitió a la demanda ahorros durante la coyuntura critica del 2015-2016 que superan el pago total del cargo por confiabilidad desde que inicio en 2006 , una confiabilidad en el abastecimiento de energía donde este esquema busca tener las reservas por encima del 59% al inicio de los veranos, incluso previo al fenómeno de El Niño 2015-2015 donde se inicio con un volumen de embalses útil del 67.4%, garantizando también, durante este periodo, la mayoría de la participación térmica y con este esquema buscando una expansión adecuada del parque térmico de generación, que a corte de 2021 ha permitido la construcción de más de 5,420 MW.

La Figura 1 muestra el número de resoluciones emitidas por el regulador relacionadas con el cargo por confiabilidad y los periodos de ocurrencia del fenómeno de El Niño entre el 2006, esto es, cuando se implementó el cargo por confiabilidad en Colombia, y el 2018. La línea negra corresponde al número de resoluciones por mes y las barras rojas al fenómeno climático [36]. Esto demuestra un contante cambio regulatorio, que se evidencia más luego de presentarte situaciones de baja hidrología en Colombia.

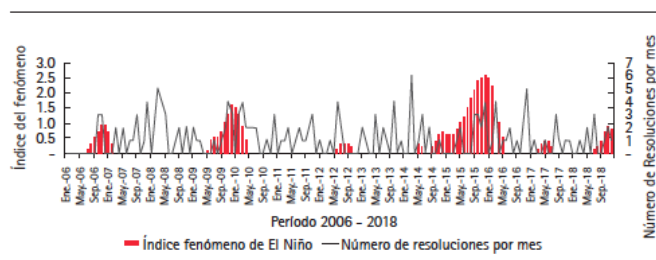


Figura 1. Resoluciones emitidas por el regulador relacionadas con el Cargo por confiabilidad. (tomada de [36])

Teniendo en cuenta las anteriores características, y como se mencionó en la sección anterior buscando una eficiencia en las funciones del precio de escasez, siendo este el referente para activar la condición crítica, indicando en que momento se hacen exigibles las OEF, adicionalmente poniendo un techo al precio que paga la demanda por sus compras en bolsa, se propuso en 2017 un cambio regulatorio con el fin de cambiar la

metodología con la que se realiza el cálculo del precio de escasez que hará exigible las OEF, introduciendo el precio de escasez de activación, que sería calculado como máximo entre el precio marginal de escasez y el precio de escasez derivado de la Resolución CREG 071 de 2006.

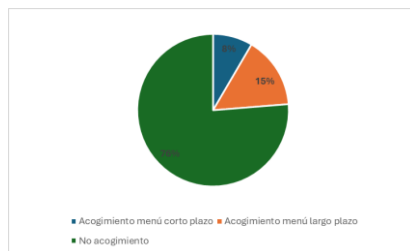


Figura 2. Acogimiento al Precio Marginal de Escasez (Elaboración propia)

Al realizarse el Menú de corto y largo plazo, mecanismo que se utilizó la CREG para ajustar la prima del cargo por confiabilidad para las plantas que se acogieran al precio de escasez marginal, como se puede ver en la Figura 2 se encontró que el 9% de las plantas que participaban en el cargo por confiabilidad se acogieron al menú de corto plazo y el 15% se acogieron al menú de largo plazo lo que representa un 76% de no acogimiento. También la totalidad de las 23% acogidas todas en su totalidad fueron plantas térmicas que obtuvieron un ajuste de en promedio 0.43 USD/MWh participante en el cargo.

La Figura 3 muestra una comparación del precio de bolsa respecto al precio de escasez que empezó su aplicabilidad el 1ro de diciembre de 2006 y el precio marginal de escasez que inició el 1ro de diciembre de 2017, inicio de periodo de vigencia de las OEF respectivas.

A lo largo de la historia, incluido todos los cambios asociados al precio de escasez, inclusive desde la entrada en vigencia del precio marginal de escasez, donde este siempre ha sido superior al precio de escasez, marcando así el precio de escasez de activación, el 5.69% se ha activado la condición crítica por lo que se justifica que el precio de escasez también determina una asignación de riesgos de precio de bolsa entre los generadores con OEF y la demanda en período crítico por lo que también se vuelve una señal fundamental para la toma de decisiones de expansión del parque generador y de si un inversionista está dispuesto a asumir este riesgo.

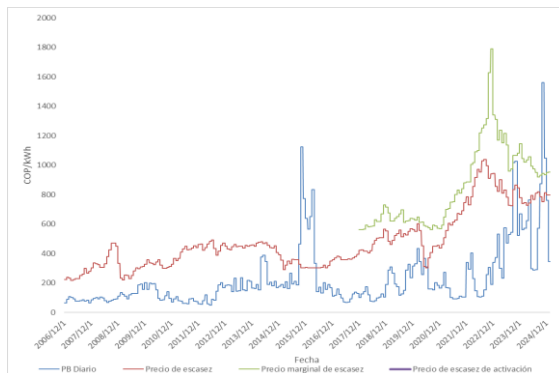


Figura 3. Precios de bolsa vs PE vs PME (Elaboración propia).

Durante el periodo del fenómeno de El Niño 2015-2016, que se dio entre el 2do semestre de 2015 y el primer trimestre de 2016 represento altos precios de bolsa alcanzando valores de hasta 2,821 COP/kWh, donde se supero el precio de escasez el 61.4% de los días (en los meses de análisis de junio del 2015 a abril de 2016). Este precio, como se mencionó anteriormente, no estaba representando el costo internacional del combustible y el registrado entre los generadores nacionales, por lo que los generadores podrían sufrir afectación en su flujo de caja al no remunerar sus costos y con la entrada de la planta de regasificación se presentó una reconfiguración de los costos del parque generador que opera en condiciones críticas, y con el fin de garantizar la confiabilidad del suministro de energía en futuras condiciones criticas se realizó los cambios al precio de escasez garantizando un ajuste a la prima de cada uno de los generadores que se acogieron al Menú de corto y largo plazo.

Desde que entró el precio marginal de escasez, este marcó el precio de escasez de activación activándose así en un 4.22% de los días desde el 1ro de diciembre de 2017. Así, durante el fenómeno de El Niño 2023-2024, declarado oficialmente por IDEAM el 4 de noviembre de 2023 finalizando el 15 de julio de 2024, se presentó una activación del 5.33% de los días, comparado con el 61.4% de los días, mientras que los embalses seguían perdiendo volumen útil.

La situación mencionada anteriormente, dio indicios que el precio de escasez de activación vigente en la regulación durante el último fenómeno de El Niño no garantizó la confiabilidad del sistema al no hacer exigibles las OEF, y las señales dadas por el precio de bolsa no representaban condición de escasez (esto también debido a la dinámica regulatoria y sectorial durante estos meses) y en el documento soporte CREG 901-130 de 2024 menciona que en condiciones de bajo aporte la cobertura del precio de bolsa de segundo nivel con el precio de escasez no ha entrado a actuar, dado el alto nivel que ha alcanzado. En ese sentido, el pago de la prima del cargo no ha conllevado, en muchos períodos, al recorte de los altos precios de bolsa. También se identificaron algunas causas las cuales son considerar un solo precio de escasez a pesar de que las plantas de generación tienen diferentes costos variables y que las OEF se activan solo superando el mayor de los precios de escasez. Con el argumento anterior, la CREG emitió una resolución donde se consideran diferentes precios de escasez con diferentes tecnologías. En comparación con las medidas posteriores al fenómeno de El Niño 2015-2016, también se abre una oportunidad de acogerse a un Menú de corto y largo plazo para las asignaciones ya establecidas.

El precio de escasez inferior, uno de los precios de escasez nuevos propuestos, se establece como 359 COP/kWh indexado con el costo de referencia de carbón. Para este análisis, se asume una indexación constante para los meses de análisis y se toma un promedio móvil simple con los últimos 24 meses disponibles con el fin de proyectar el precio de bolsa y compararlo respecto al nuevo precio de escasez inferior. Adicionalmente, para la comparación se toma el precio promedio de los contratos del mercado regulado (MC) indexados al Índice de Precios del Consumidor (IPC) de 0.43% mensual con el fin de analizar cuales pueden ser los impactos en las señales de precio y activación de las OEF a partir de marzo de 2025 para los próximos 2 años.

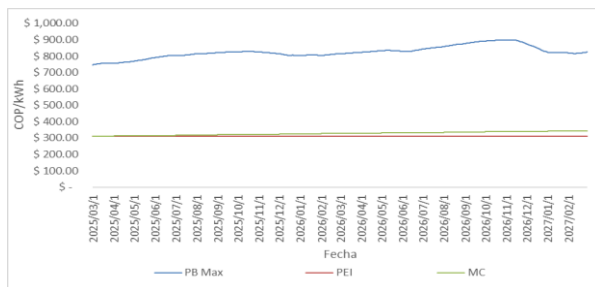


Figura 4. PEI vs PB Max vs MC (Elaboración propia)

La Figura 4 muestra el comportamiento del Precio de Bolsa Máximo diario respecto al Precio de Escasez Inferior, que es a partir de cual se hacen exigibles las OEF y el MC que es el valor de referencia de contratación. Según las estimaciones realizadas, en 100% de las veces en base a los comportamientos históricos, las OEF se activarían ya que el precio de bolsa en al menos un periodo del día superaría el precio de escasez inferior. Como respuesta a esto, se esperaría que la prima de remuneración del cargo por confiabilidad represente ese riesgo, por lo que para los generadores debería aumentar representativamente para que se mantenga la intención de inversión en expansión del parque de generación.

Adicionalmente, al comparar el PEI con respecto al MC, alrededor del 95% de las veces el PEI es inferior al MC por lo que podría aumentar las ventas en bolsa de los generadores, aumentando así la exposición en bolsa de los agentes ya que sería le podría traer un mayor ingreso a los generadores, perdiendo el incentivo a la contratación. Ahora con los demás precios de escasez, se mantendría la misma tendencia actual, sin embargo, la diferencia del precio techo, que actualmente es el precio de escasez ponderado, que considera todas las OEF del sistema y su precio de escasez correspondiente cambiaría a el Precio de las Transacciones en Bolsa (PTB) que tendría en cuenta adicional a las OEF activadas en la hora y su precio de escasez correspondiente, el precio de bolsa y las generaciones ideales de los generadores con OEF no activadas.

La percepción de los agentes sobre los cambios en los precios de escasez, alineada con la Resolución CREG 140 de 2017, sugiere un cambio estructural al Cargo por Confiabilidad. Esto podría afectar el diseño del mercado eléctrico, degradando la señal de precio de bolsa, reduciendo el mercado de contratos y desacoplando la remuneración de la confiabilidad de las OEF, según ANDEG. Además, los impactos de estos cambios dejan de ser un incentivo para asegurar posiciones de cobertura, afectando la señal de inversión y el valor de los activos de generación del sistema interconectado nacional.

Adicionalmente, los agentes generadores perciben que la introducción del PEI implica una reducción en las rentas inframarginales de los generadores de costos variables bajos por concepto de ejecución de OEF, lo que podría generar un desbalance entre el riesgo asumido por los generadores y la compensación que reciben, reduciendo su disposición para participar en futuras subastas.

6 CONCLUSIONES

El precio de escasez y el cargo por confiabilidad, ha demostrado ser un mecanismo fundamental para garantizar la confiabilidad del suministro eléctrico en situaciones críticas. Sin embargo, su efectividad depende de una correcta calibración que refleje los costos reales de generación, especialmente en contextos de alta volatilidad de precios de combustibles. Este mecanismo ha sido crucial para asegurar la disponibilidad de recursos energéticos durante periodos de escasez. Las modificaciones introducidas, como el Precio Marginal de Escasez (PME) y el Precio de Escasez de Activación (PEa), han mejorado la precisión de las señales económicas y la sostenibilidad financiera de los generadores térmicos.

La promoción de fuentes renovables no convencionales, como la solar y eólica, ha sido un paso positivo hacia la reducción de la dependencia hídrica. No obstante, la integración efectiva de estas fuentes en el mercado mayorista requiere superar barreras operativas y regulatorias, así como mejorar la infraestructura de transmisión.

Los eventos de El Niño han subrayado la necesidad de un marco regulatorio flexible y adaptativo que pueda responder a la creciente incertidumbre climática. Las políticas de resiliencia deben incluir incentivos para la diversificación energética, almacenamiento masivo de energía y fortalecimiento de la infraestructura. De igual manera, Las estrategias para gestionar la demanda energética, como los programas de respuesta activa y la educación energética, han mostrado ser efectivas para reducir las presiones sobre el sistema eléctrico durante eventos críticos. Estas iniciativas deben ser ampliadas y fortalecidas para maximizar su impacto.

La volatilidad en los precios internacionales del gas y los combustibles líquidos sigue siendo un desafío para los generadores térmicos. Es necesario ajustar los contratos de respaldo y explorar mecanismos financieros que permitan estabilizar los costos operativos en condiciones adversas.

La introducción de varios precios de escasez, especialmente un precio inferior para plantas con costos variables más bajos incrementa la probabilidad de activación de las Obligaciones de Energía Firme (OEF). Por lo tanto, la prima asociada a las OEF de estas plantas debe reflejar este riesgo para incentivar su participación en las subastas y garantizar la protección operativa. Es crucial asegurar que los inversionistas continúen participando en las subastas, ya que esto es vital para la expansión del parque generador y para aumentar la brecha entre la demanda pico y la reserva del sistema. Si no se incrementa esta brecha, la creciente demanda podría poner en riesgo la confiabilidad del suministro, especialmente durante picos de demanda y en épocas de baja hidrología, cuando la participación de la generación hidráulica disminuye del 70% al 50%, lo que también podría provocar un aumento significativo en los precios.

Por otro lado, el regulador debe revisar los valores del Precio de Escasez Inferior debido ya que son cercanos al valor del MC. Cuando estos valores son cercanos, los agentes comercializadores perderían el incentivo a la contratación ya que estarían cubiertos por el precio de escasez, por lo que la exposición en bolsa podría aumentar y se obligaría a ir a comprar a la bolsa de energía.

En cuanto a las señales de expansión y el precio de bolsa, podrían verse afectados. Como se evidenció en las gráficas, se proyecta que la mayor parte de los periodos del día, el precio de bolsa supere el precio de escasez

inferior, por lo tanto, las transacciones en la bolsa se liquidaran, la mayor parte del tiempo, no a precio de bolsa sino a un precio ponderado o PTB, por lo que no habría distorsiones en cuanto a lo que representa la bolsa y su liquidación.

Es importante verificar después de cada fenómeno de El Niño si los objetivos del precio de escasez se han cumplido, protegiendo la demanda y garantizando la confiabilidad, seguridad y economía del sistema. Sin embargo, deben considerarse los impactos secundarios, como las finanzas de los generadores, las señales de los precios de bolsa, los mercados de contratos y la expansión del parque generador. Sin estas consideraciones, la confiabilidad del sistema eléctrico colombiano podría verse comprometida, aumentando el riesgo de apagones eléctricos y financieros. Es esencial evaluar los riesgos asociados con los cambios en los precios de escasez y cómo se remunerará el riesgo a los generadores que se acojan a esta medida.

En resumen, las medidas regulatorias adoptadas han fortalecido la resiliencia del sistema eléctrico colombiano, pero persisten desafíos significativos. Es crucial continuar evaluando y ajustando las políticas para garantizar un suministro energético seguro, confiable y económico, especialmente frente a la creciente frecuencia e intensidad de fenómenos climáticos extremos.

7 REFERENCIAS

- [1]. XM. PARATEC. <https://paratec.xm.com.co/paratec/SitePages/generacion.aspx?q=capacidad>
- [2] A. Creti, N. Fabra, “*Capacity Markets for Electricity*”. *Center of Study of Energy Markets*. Feb 2004
- [3] Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). “Resoluciones relacionadas con el precio de escasez y el cargo por confiabilidad”. Disponible en: www.creg.gov.co.
- [4]. Ministerio de Minas y Energía de Colombia. “Impactos climáticos en el sector eléctrico colombiano”. Informe técnico, 2020.
- [5]. XM S.A. E.S.P. Informes sobre confiabilidad del sistema interconectado nacional. Disponible en: www.xm.com.co.
- [6] CEPAL. “El impacto de El Niño en los sistemas energéticos de América Latina”. Informe técnico, 2017.
- [7] IDEAM. “Eventos históricos de El Niño en Colombia”. Estudios climáticos, 2019.
- [8] ANEEL (Brasil). “Esquema de subastas de capacidad para confiabilidad del sistema”. Informe técnico, 2020.
- [9] Comisión Nacional de Energía (Chile). “Estrategias para mitigar la escasez hídrica”. Santiago, 2020.
- [10] XM. “Evaluación de la confiabilidad del sistema en Colombia frente a eventos de El Niño”. Disponible en: www.xm.com.co.
- [11] Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). “Resolución 071 de 2006”. Bogotá, Disponible en: www.creg.gov.co. 2006
- [12] Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).” Documento CREG 078: Precio Marginal de Escasez del cargo por confiabilidad”. Bogotá, Disponible en: www.creg.gov.co. Sep 2017
- [13] Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).” Documento CREG 901 130: Precio de Escasez del cargo por confiabilidad”. Bogotá, Disponible en: www.creg.gov.co. Sep 2024
- [14] XM S.A. E.S.P. “Evaluación del cargo por confiabilidad durante periodos críticos”. Medellín, 2017.
- [15] UPME. “Diversificación de la matriz energética colombiana: avances y desafíos”. Informe técnico, 2020.

- [16] Ministerio de Minas y Energía. “Medidas regulatorias frente a la crisis energética de 2016”. Bogotá, 2016.
- [17] Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). “Resolución 075 de 2023: Ajustes preliminares al esquema de confiabilidad”. Bogotá, Colombia.2023
- [18] Banco Mundial. “Impacto del precio de combustibles en mercados eléctricos de América Latina”. Informe regional, 2023.
- [19] CEPAL. “Energía renovable y resiliencia climática en América Latina”. Santiago, 2022.
- [20] Universidad Nacional de Colombia. “Gestión de la demanda energética en Colombia: una revisión crítica”. Bogotá, 2023.
- [21] XM S.A. E.S.P. “Reporte técnico sobre confiabilidad y flexibilidad del sistema eléctrico nacional”. Medellín, 2023.
- [22] Diario La República. “Dificultades financieras de los generadores térmicos frente al fenómeno de El Niño”. Bogotá, 2024.
- [23] ACOLGEN. “Retos regulatorios en la integración de renovables en Colombia”. Bogotá, 2023.
- [24] IDEAM. “Impactos del cambio climático en los recursos hídricos de Colombia”. Informe técnico, 2022.
- [25] IDEAM. “Proyecciones climáticas y su impacto en los recursos hídricos de Colombia”. Bogotá, 2022.
- [26] Ministerio de Minas y Energía. “Transición energética en Colombia: informe de avance”. Bogotá, 2023.
- [27]. Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). “Resolución 075 de 2023: Ajustes preliminares al esquema de confiabilidad”. Bogotá, Colombia.2023
- [28] Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). “Documento CREG 901 139: Medidas transitorias ante el mantenimiento de la planta de regasificación del caribe”. Bogotá, Colombia. Oct 2024
- [29] XM S.A. E.S.P. “Integración de renovables en el sistema eléctrico nacional: retos y avances”. Medellín, 2023.
- [30]. CEPAL. “Resiliencia climática en los sistemas eléctricos de América Latina”. Informe técnico, 2022.
- [31]. Diario La República. “Perspectivas económicas del sector energético frente a fenómenos climáticos extremos”. Bogotá, 2024.
- [32] Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). “Resolución 098 de 2024: Esquema de confiabilidad para fuentes renovables firmes”. Bogota, Colombia.2024.
- [33] XM S.A. E.S.P. “Resultados de las subastas de capacidad renovable 2024”. Medellín, 2024.
- [34] Ministerio de Minas y Energía. “Bonos de confiabilidad ambiental en Colombia: avances y retos”. Bogotá, 2024.
- [35] ACOLGEN. “Análisis de la evolución del cargo por confiabilidad”. https://acolgen.org.co/wp-content/uploads/2022/04/ACOLGEN_ANALISIS-DE-LA-EVOLUCION-DEL-CARGO-POR-CONFIABILIDAD.pdf
- [36] J.C. Juvinao, “Lecciones del Cargo por Confiabilidad en Colombia como un mecanismo de incentivo a la generación de energía eléctrica”. Desarrollo y Sociedad, Universidad de los Andes. 2021