



A-129-04-08-2025

Bogotá D.C., 4 de agosto de 2025

Doctor

DAVID DE JESUS BETTIN GÓMEZ

Secretario

COMISIÓN V DEL SENADO

Carrera 7 No. 8-68, primer piso.

Asunto: Respuesta al cuestionario Debate de control Político del 5 de agosto en el marco del Proyecto de Ley 131-2024S

Respetado Doctor,

Con ocasión de la citación al debate de Control Político, enviada el pasado 21 de julio de 2025, desde la Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica – Acolgen, nos permitimos enviar las respuestas al cuestionario remitido mediante proposición No. 185 de 2025, presentada por los Honorables Senadores José David Name Cardozo, Jenny Roza Zambrano e Isabel Cristina Zuleta López.

A continuación, nuestras respuestas.

- 1. ¿Considera su empresa que el Cargo por Confiabilidad ha cumplido su función de incentivar inversiones oportunas y garantizar disponibilidad de energía firme en situaciones de escasez?**

El Cargo por Confiabilidad (de ahora en adelante CxC) se erige como un pilar técnico esencial en la regulación del sector energético, diseñado con tres propósitos fundamentales. En primer lugar, **funciona como un mecanismo de cobertura para la demanda eléctrica, salvaguardando el sistema frente a escenarios de escasez.** Adicionalmente, constituye un **soporte financiero clave que facilita el apalancamiento necesario para el desarrollo de nuevos proyectos de generación, incentivando así la expansión de la capacidad instalada del país.** Finalmente, busca, además, **garantizar la confiabilidad del suministro energético a largo plazo, planeando la seguridad de la continuidad del servicio eléctrico.**

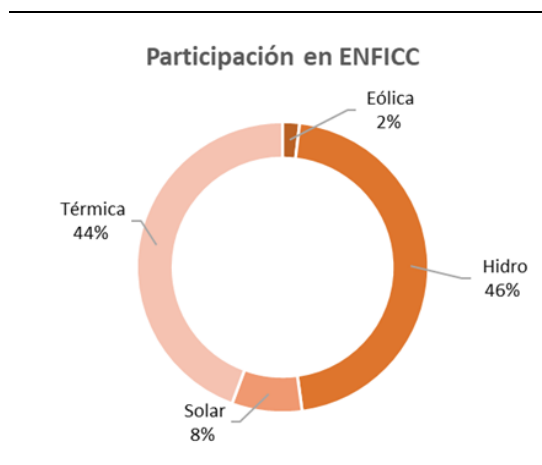
Este mecanismo **se creó con el fin de incentivar la expansión de la generación eléctrica y asegurar que los recursos de generación no solo estuvieran disponibles para abastecer la demanda en**

situaciones de escasez, sino también a un precio eficiente; en ese sentido, el mecanismo es una señal para la incorporación de nueva generación antes de que los precios del mercado se eleven lo suficiente para que forzosamente se de esa expansión.

Desde su implementación, el mecanismo se ha consolidado como el principal vehículo de expansión del sistema eléctrico, pues ha motivado a los inversionistas a desarrollar proyectos de todas las tecnologías, movilizandando capital, especialmente de empresas incumbentes, a la construcción de plantas, ligado, además, al capital invertido por nuevos actores. Es oportuno destacar que, desde su antecesor, el Cargo por Capacidad que inició en 1996, estos mecanismos regulatorios han dado señales para la expansión de largo plazo, permitiendo pasar de una capacidad instalada cercana a los 10 GW a inicios de los años 90 a cerrar el año 2024 con una capacidad superior a los 21 GW.

Como resultado de sus objetivos, tras el desarrollo de las cuatro subastas de expansión, dos subastas GPPS y otras de reconfiguración, el parque eléctrico nacional ha crecido notablemente con más de 13 GW de potencia instalada de las plantas que han participado en este mecanismo, lo que técnicamente puede traducirse como una mayor capacidad de reserva y soporte del sistema. Esta nueva capacidad logra, además, un mix de tecnologías que le brinda resiliencia y confiabilidad al sistema eléctrico colombiano, sin depender exclusivamente de una tecnología.

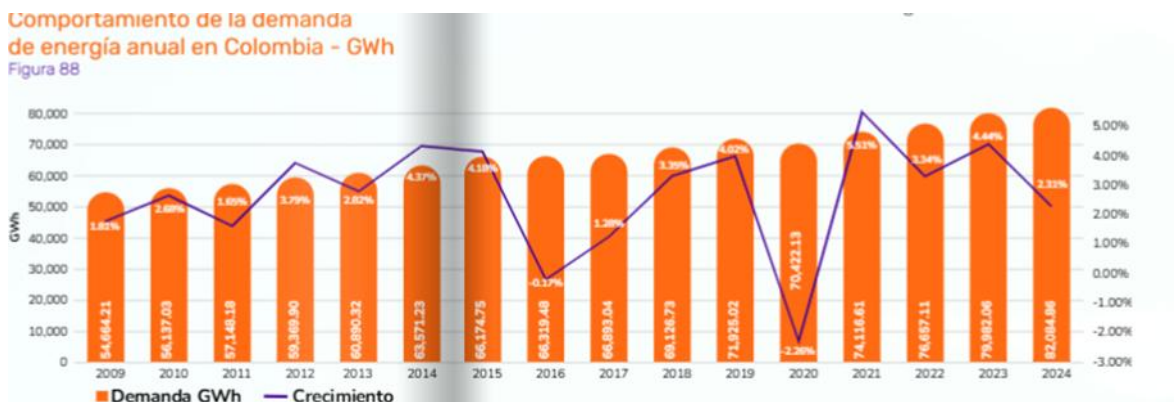
Desde 2006 al menos 31 proyectos han ingresado a la matriz energética, aportando a la confiabilidad del país, con una potencia instalada de 6.084 MW (28 % de la potencia instalada actualmente).



Grafica 1: Participación de nuevas plantas asignadas en subastas del Cargo por Confiabilidad desde 2006. Fuente: Sinergox

Solo entre 2022 y 2023, se incorporaron más de 1.200 MW con proyectos relevantes como Hidroituango, y se proyectan cerca de 4.680 MW de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCR) a partir de 2027, lo que contribuirá sustancialmente a mantener el suministro energético en el largo plazo. Así mismo, el mecanismo del CxC ha permitido el mejoramiento de la confiabilidad de los activos existentes mediante modernización y actualizaciones tecnológicas que permiten prolongar la vida útil de la infraestructura, aumentos de capacidad, inversiones en proyectos térmicos que a su vez han permitido la dinamización de otros mercados energéticos, como el del gas, que están directamente relacionados con el sector eléctrico e incrementos en la eficiencia con nuevos diseños.

Esta solidez es particularmente vital ante la demanda energética que se encuentra en constante crecimiento y la incidencia de fenómenos climáticos que, en ciertas temporadas, generan señales de escasez, poniendo a prueba la resiliencia del suministro.



Grafica 2: Crecimiento de la demanda Fuente: XM

Como podemos ver en la gráfica, en el 2010 se pasó de atender una demanda de energía de 54.664 GWh a 82.084 GWh en el año 2024. En potencia, la demanda pasó de 9.100 MW en el año 2010 a 11.704 MW en el año 2024, en la hora más crítica del día

Adicionalmente a esto, gracias a la disponibilidad de las plantas de generación en estos momentos de criticidad hidrológica, resultado de la efectividad del CxC, el sector logró enfrentar con éxito otros periodos críticos en 2009-2010, 2015-2016 y 2023-2024.

- Si nos situamos en uno de los periodos más críticos para el sistema desde que existe el esquema de confiabilidad, que fue en el Fenómeno del Niño 2015-2016, las reservas hídricas

estuvieron por encima del 59%, incluso alcanzaron un 67,4% al inicio de este periodo y, aunque esto representó una mayor holgura para la atención de la demanda, con respecto a otros momentos más favorables para el sistema, el aporte térmico fue vital para superar esta crisis, pese al desequilibrio financiero lo cual ayudó a superar la reducción de disponibilidad del embalse agregado en un 62%, por la pérdida uno de los embalses más grandes del sistemas.

- De igual forma, durante el Fenómeno de El Niño 2009-2010, a pesar de que se tuvo una restricción en la generación de energía térmica, debido a una limitación en el transporte de gas natural desde el norte hacia el centro y sur del país, gracias a la tecnología dual de las plantas térmicas se logró honrar las obligaciones de energía firme a través de la sustitución de gas por diésel, incluso cuando este último no era el combustible de respaldo del Cargo por Confiabilidad, siendo parte indispensable de la generación base de la generación las necesidades energéticas del país.
- Problemas sociales o de licenciamiento han atrasado o impedido la construcción de proyectos importantes adjudicados en las subastas (Porce 4, Porvenir, Ituango) y el esquema ha permitido ajustar y *reconfigurar* la capacidad necesaria.

Estos hechos indican que el esquema, a pesar de todo este conjunto de eventos ocurridos, Colombia no ha tenido desabastecimiento de energía eléctrica. Por el contrario, tal como está diseñado los resultados demuestran que ha sido un soporte para la confiabilidad y suministro de energía en periodos de escasez

Frente a los beneficios por cobertura de precios para los usuarios; si se tiene en cuenta toda la vigencia del esquema del CxC, han sido más los ahorros y beneficios que se logran al tener techado el precio de bolsa que los pagos realizados por la demanda por concepto de CxC.

Tecnología	Potencia [MW]	Inversiones hoy [BCOP]	Inversiones pasado [BCOP]
Hidráulica	3438	\$ 31,45	\$ 18,38
Solar	1138	\$ 5,14	\$ 4,46
Térmica	2335	\$ 10,34	\$ 6,97

Tabla 1: Inversiones realizadas desde el 2006. Fuente: Elaboración propia con datos de XM y UPME

De esta forma, el esquema de cargo por confiabilidad también ha cubierto a la demanda total del sistema eléctrico nacional manteniendo la atención de la demanda en situaciones de escasez, asegurando el suministro y evitando la volatilidad de la bolsa de energía. El costo evitado a la demanda en los últimos 10 años, cubierta por el Precio de Escasez, se estima en aproximadamente 8 Mil Millones de dólares y el costo evitado de un racionamiento asociado a la no expansión del sistema ha sido de 53 Mil Millones de dólares, mientras que la demanda ha pagado 15.3 Mil Millones

de dólares, configurando un seguro que ha cumplido con el propósito de evitar los altos costos de bajos aportes hídricos o un racionamiento. En este punto, es de resaltar el seguimiento que realiza la SSPD con respecto al cumplimiento de inversiones producto del CxC en la infraestructura, dando cuenta de la adecuada destinación de esos recursos.

La existencia del cargo por confiabilidad aporta por lo menos cuatro elementos relevantes, al desarrollo y seguridad energética del país.

- **Evitar Incremento de precios SPOT y Contratos:** El CxC aporta financiación a los proyectos y, adicionalmente, obliga a los generadores a operar los embalses de una manera que asegure que se cuente con energía en todo momento. Este control aplica también para las señales de precios en los mercados de bolsa y de contratos.
- **Monitoreo Señal de riesgo País:** el cargo por confiabilidad es una herramienta que permite tener una señal continua del riesgo de abastecimiento y de expansión del país. Mediante el esquema el regulador controla objetivamente el riesgo de abastecimiento a través del monitoreo de la Energía en Firme para el cargo por confiabilidad (ENFICC) y la demanda esperada. De esta forma la ENFICC también se convierte en una señal importante para definir el nivel de contratación de la demanda del país. De no existir el mecanismo se encontrará con ausencia de señales para verificar si la contratación es suficiente para atender la demanda. El precio spot sería la única señal de mercado.
- **Protección de la demanda en condiciones de escasez:** El Cargo por Confiabilidad asegura la existencia de la energía en condiciones de escasez (la demanda paga un “seguro” y evita que la demanda pague altos costos en ese mismo escenario o un posible racionamiento. La estabilidad regulatoria y estabilidad de precios son importantes como señal económica para el desarrollo de las industrias del país.
- **Beneficio social / desarrollo económico regiones:** El esquema de confiabilidad evita los efectos económicos adversos de un racionamiento energético del país. Además, durante las etapas de construcción y operación de los proyectos se crean diversas economías que aportan al desarrollo social y económico de las regiones.

2. **¿Cuál ha sido el principal aporte del Cargo por Confiabilidad al modelo de negocio y expansión de su empresa, especialmente en proyectos hidráulicos, térmicos o renovables?**

En varios mercados internacionales se han implementado mecanismos de confiabilidad que, aunque varían en su estructura y objetivos específicos, comparten un principio central: asegurar que exista capacidad y energía eléctrica suficiente para hacer frente a la demanda en momentos críticos y

evitar fallos en el suministro. Estos mecanismos buscan promover la inversión en generación, asegurando que las empresas reciban remuneración por su disponibilidad, incluso cuando no se necesite activar o verificar los compromisos adquiridos.

En ese mismo sentido, el principal aporte del CxC al modelo de negocio ha sido contar con un incentivo para apalancar nuevos proyectos, de distintas tecnologías, y de igual forma mantener la capacidad firme disponible en forma permanente y, en especial, en condiciones críticas del sistema, es decir, cuando la demanda lo exige o se presentan restricciones climáticas o técnicas.

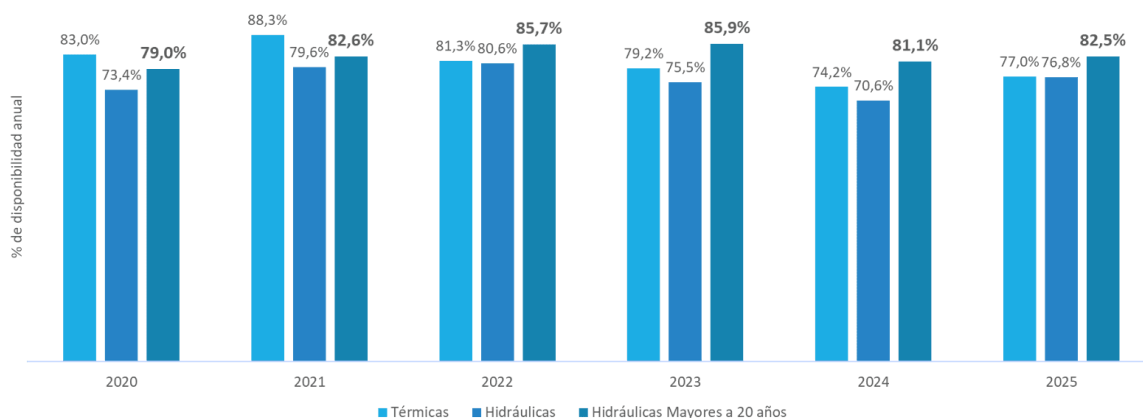
En el ámbito de expansión, el esquema representa un soporte a la viabilidad financiera de proyectos estratégicos para el sector, como Termosierra, Porce III, Ituango, Amoyá, Sogamoso, El Quimbo, Gecelca, Termotasajero, Flores, Tepuy, entre otras. Para plantas nuevas en algunos esquemas puede representar más del 50% de los ingresos, para otras, representa menos, pero permite apalancar y mitigar el riesgo, al contar con un “contrato” por hasta 20 años sin riesgo cambiario. Al proporcionar una fuente de ingresos fijos y predecibles a largo plazo, el CxC ha permitido estructurar financieramente estos proyectos en un entorno donde el mercado spot de energía (bolsa) es altamente volátil e incierto. Para plantas existentes permite realizar inversiones en incrementos de capacidad y cierres de ciclo, convirtiendo estas plantas en activos más eficientes cuyas eficiencias se traducen en menores costos para el Sistema, además de cubrir los contratos de mantenimiento que permiten contar con activos de generación modernos, con alta disponibilidad y confiabilidad., los cuales suelen realizarse con empresas internacionales, cubriendo el riesgo cambiario y las necesidades de mantener garantías.

Adicionalmente, a través de las subastas de Obligaciones de Energía Firme (OEF), las empresas han podido acceder a flujos futuros que mejoran el perfil de riesgo de los proyectos, facilitando el acceso a financiación y fortaleciendo la sostenibilidad de la expansión del sistema eléctrico.

Por otro lado, el esquema del CxC ha sido fundamental para fortalecer la confiabilidad operativa del parque hidráulico existente, promoviendo no solo la disponibilidad técnica de las unidades, como podemos ver en la gráfica, con adecuados y oportunos planes de mantenimiento y modernización, sino también un manejo eficiente y cuidadoso de los embalses (incluidos programas y proyectos para garantizar su sostenibilidad), garantizando su uso en momentos en que el sistema lo requiere y, como Empresa, velar por la confiabilidad a la que se compromete. Además, el CxC establece reglas claras que exigen respaldo efectivo y disponibilidad real de las plantas que reciben este ingreso con lo cual se logra minimizar las desviaciones en el sistema.

Como podemos ver en la Gráfica 3 se presenta la disponibilidad histórica, desde 2020, de las plantas hidráulicas y térmicas en el sistema. Los datos allí presentados, incluyendo las plantas térmicas, las

plantas hidráulicas y, en especial, las plantas hidráulicas que han participado más de 20 años en el sistema, reflejan un soporte consistente en la generación de energía. Durante este periodo, se observa que la disponibilidad de todas estas plantas ha mantenido un nivel alto y estable, lo que resalta su papel fundamental como pilares de soporte y estabilidad en el sistema energético.



Grafica 3: Indisponibilidad de las plantas desde 2020. Fuente: Elaboración propia con datos de Sinergox.

En el caso de plantas térmicas de respaldo, el CxC también ha sido fundamental. Gracias a estos ingresos, estas unidades pueden mantenerse disponibles como respaldo confiable en épocas de sequía, a pesar de tener un bajo despacho en condiciones normales. Sin el CxC, su operación no sería financieramente sostenible, dado que estas plantas requieren gastos fijos para mantenerse en el mercado y estar disponibles para cuando el sistema las requiera, como lo son: contratos de firmeza de combustible, gastos de mantenimiento, *overhaul*, entre muchos otros. Este mecanismo reconoce y remunera su rol como seguro energético del sistema.

3. ¿Qué dificultades o distorsiones ha enfrentado el mecanismo del CxC para reflejar de forma adecuada las condiciones reales del sistema eléctrico y las características de cada tecnología?

Una de las principales dificultades que observamos para que el mecanismo del CxC funcione adecuadamente, es la falta de oportunidad con la que se han venido convocando las últimas subastas, es necesario dar la señal con la suficiente anticipación para que los desarrolladores de proyectos cuenten con el tiempo necesario para construir las plantas de generación requeridas. Debido a la falta de nuevos proyectos de expansión y a la no entrada oportuna en operación de proyectos con compromisos con el sistema, existe un déficit de Energía Firme para el Cargo por

Confiabilidad (ENFICC) que inicia en 2025 con 1.766 GWh-año, alcanzando en 2029 unos 5.828 GWh-año, es decir, entre un 2% y hasta un 4% de déficit de cobertura de la demanda (datos XM).

Aunque la subasta de reconfiguración de OEF, realizada bajo la Resolución CREG 101 062 de 2025, moderó parcialmente el déficit, aún persiste un faltante de ENFICC de 3.108 GWh-año y 807 GWh-año para los periodos 2026-2027 y 2027-2028, que implicaría el ingreso de una capacidad instalada de 546 MW y 142 MW hidráulicos en cada período respectivo, o su equivalente en solares de 1.267 MW y 329 MW o en térmicas de 394 MW y 102 MW.

A lo anterior se suma, que la estimación de la demanda objetivo para las recientes subastas se ha hecho tomando como base las proyecciones de demanda media de la UPME. Es indispensable contar con una holgura suficiente, acorde a la incertidumbre que de por sí traen las proyecciones de demanda, que permita resguardarse frente a los efectos de los retrasos e incumplimientos en la construcción y/o repotenciación de recursos de generación. En este sentido, el escenario de planeación de la expansión debe ser más conservador y garantizar que se contará con la confiabilidad necesaria para la atención de toda la demanda.

Otro aspecto relevante para el adecuado funcionamiento del mecanismo del CxC es la necesidad de mejorar la coordinación de las instituciones del sector para agilizar la toma de decisiones y dinamizar la aprobación, convocatoria y desarrollo oportuno de los proyectos de transmisión que garanticen la entrega total de energía de las plantas de generación.

Por otro lado, desde hace años se ha observado la declinación de las reservas y el aumento de la demanda de gas natural del país, con restricciones de transporte para el abastecimiento desde los campos del interior. Ante esta situación del sector gas, se han tomado medidas de política que dejan en último lugar de prioridad de acceso al gas al sector termoeléctrico, incentivando a las plantas térmicas a gas a respaldar sus OEF con combustibles líquidos con un efecto directo sobre el precio spot y los contratos de largo plazo. Es necesario buscar alternativas que incrementen la disponibilidad de gas natural en el mercado con el fin de contar con energéticos que permitan sustituir los combustibles líquidos.

La experiencia reciente con los resultados de la subasta del CxC realizada en febrero de 2024, **dejó ver que hay proyectos de generación que requieren un precio de cierre mayor y que son necesarios para atender la demanda futura**. Se observa que en la última subasta realizada para el período 2027 - 2028, el 99% de la capacidad asignada corresponde a proyectos solares (4.441 MW) y tan solo el 1% (48 MW) corresponde a plantas térmicas. Se observa que no fue asignada una planta térmica con capacidad de 200 MW, requerida para atender completamente la demanda proyectada

para el periodo. Entendemos la necesidad de evaluar alternativas con las cuales se pueda incentivar la incorporación de plantas nuevas con atributos de confiabilidad.

Finalmente y de suma relevancia, una de las principales dificultades que hoy enfrenta el CxC, es el **cambio reciente de metodología para definir el Precio de Escasez del CxC, indicado en la Resolución CREG 101 066 de 2024**, pues: cambia negativamente y de forma radical uno de los pilares del CxC (el Precio de Escasez); afecta las decisiones, tomadas y por tomar, de los generadores frente a la contratación de largo plazo; induce a los generadores a escoger entre participar en el mecanismo del CxC o en la contratación de largo plazo, mercados que son complementarios frente a la garantía de suministro y confiabilidad de energía a la demanda.

4. ¿Qué impacto han tenido, desde su punto de vista, los tres niveles de precio de escasez sobre la activación de Obligaciones de Energía Firme y la remuneración recibida?

Entendemos que se hace referencia a los precios de escasez establecidos en la Resolución CREG 101 066 de 2024 y que se complementa con la resolución CREG 101 069 de 2025. Estas medidas han alterado de manera fundamental el **Precio de Escasez**, uno de los pilares del Cargo por Confiabilidad (CxC), lo que ya está impactando directamente en su liquidación.

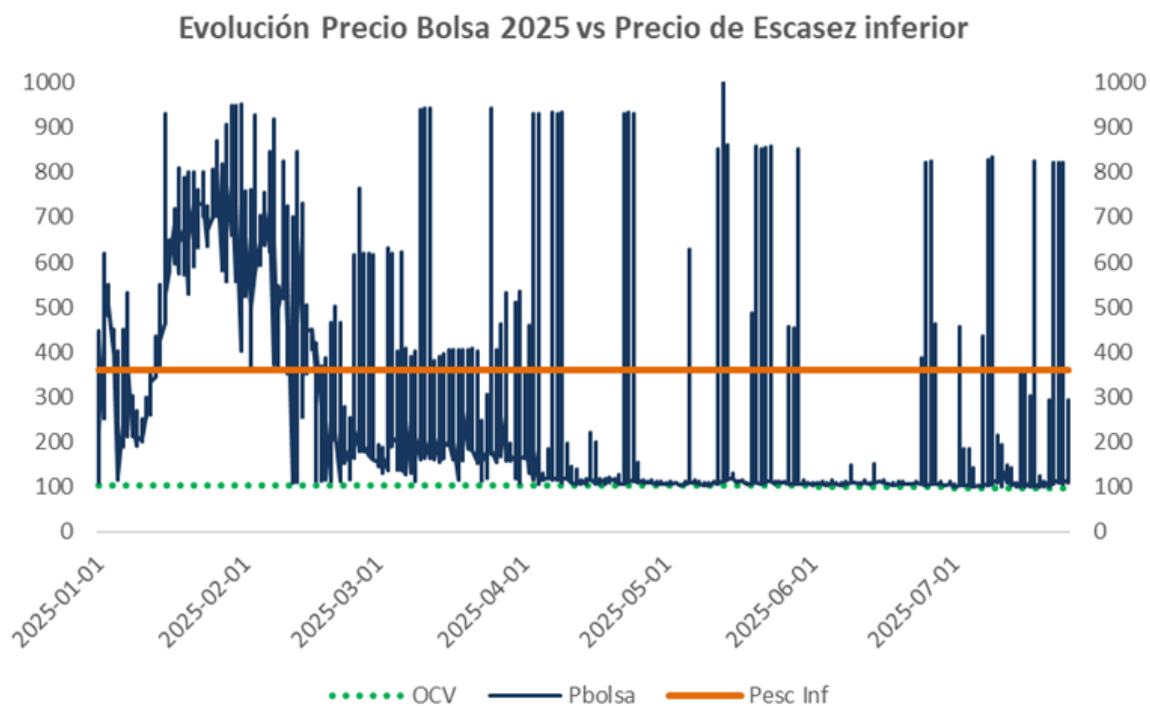
El CxC fue diseñado como un servicio con un producto único que es la Energía Firme – ENFICC - y un precio de escasez único al cual se techan todas las transacciones en la bolsa, de manera que se proteja a la demanda que no está contratada de asumir costos muy altos (que reflejan la escasez). A cambio, además de asegurar la disponibilidad de energía en cualquier condición crítica, la demanda paga una prima (el CERE) que se incorpora en los precios de la generación, ya sea en la bolsa de energía o en el de los contratos.

Estas modificaciones han generado mucho ruido desde su emisión en firme, sin contar que actualmente existen otras circunstancias que agravan su implementación. Por un lado, la pérdida del gas natural nacional como combustible de respaldo para la generación térmica ha implicado que el precio marginal de escasez escale a valores asociados a los combustibles líquidos. Si bien no es una distorsión al CxC, **si el parque generador contara con gas natural para el 100% de las plantas térmicas, los precios que pagaría la demanda en condiciones de escasez serían significativamente inferiores**. No obstante, lo anterior, el mercado y el CxC han operado en nuestro criterio adecuadamente con la realidad del parque generador que debió sustituir el gas natural a combustibles líquidos, ante la falta de disponibilidad de gas natural en el mercado.

De otro lado, la Resolución CREG 101 069 de 2025 que implementó la liquidación de los precios de escasez diferenciados destruye las opciones para para el desarrollo de plantas renovables (agua, sol,

viento, etc) y además paralizó el mercado de contratos al introducir una penalidad a los agentes con plantas renovables y carbón que tengan contratos de energía y simultáneamente tengan Obligaciones de Energía Firme (OEF) en el cargo por confiabilidad.

La discriminación del precio de escasez entre renovables - carbón a \$359/kWh vs térmicas diferentes a carbón al precio marginal de escasez, produjo un desequilibrio en el mecanismo. Las plantas renovables ven techado su precio a un valor bajo, ligeramente superior a su costo medio requerido para ser viable – (LCOE). Es decir, un nuevo proyecto de generación se enfrenta a asumir los bajos precios en la bolsa como ha sucedido los últimos meses y en momentos donde el precio sube (y compensa los precios bajos) se pone un techo. Como ejemplo, se muestra el precio de Bolsa lo corrido del año:



Grafica 1: Evolución del precio de bolsa en el año 2025 y limitación del PEI. Fuente: Sinergox

Considerando que el precio efectivo que recibe una planta en la bolsa es igual al precio de bolsa menos los Otros Costos Variables – OCV, en un año como el 2025, como se muestra en la gráfica, el 35% del tiempo ese precio fue inferior a 10 \$/kWh, y el 55% de las horas fue inferior a 50 \$/kWh.

En lo corrido de 2025, el precio promedio de una planta renovable como la Hidroeléctrica que venda su energía en bolsa, el precio promedio de lo recibido en bolsa hubiera sido de 139 \$/kWh, pero si

se techa el precio a 359 \$/kWh, ese precio promedio se reduce a 87,6 \$/kWh, contra un precio mínimo necesario para ser viable (LCOE) que está por encima de los 260 \$/kWh para la tecnología solar o del orden de 280-300 \$/kWh para la hidroeléctrica, es decir el precio medio en este año, sería alrededor del 30% del precio que se requiere para ser viable.

Esta asimetría limita el precio que una planta renovable puede recibir en periodos de precios superiores a los 359 \$/kWh pero no la protege de los periodos de precios bajos, que, como sucede este año y sucedió entre 2021 y 2022. Plantea un desequilibrio a cualquier planta de generación renovable que se quiera instalar a futuro, pero también a las que están en operación.

Estas resoluciones afectan las estrategias de los generadores, pues crea una disyuntiva para los generadores, quienes ahora se ven forzados a elegir entre participar en el CxC o en el mercado de contratos a largo plazo porque, además de impactar sus niveles de riesgo y sus ingresos proyectados, la combinación de ambos resulta en un riesgo de pérdida muy alto. Esto se debe a que una planta de generación renovable o de carbón (que son las que pueden ofrecer su energía en contratos), que por ejemplo tenga toda su generación vendida en contratos, siempre que la bolsa supere 359 \$/kWh y aunque no venda en bolsa ni un kWh, debe asumir la diferencia entre el precio de bolsa (PTB) y 359 \$/kWh. Es decir que de los recursos que recibe por la venta de la energía en el contrato debe pagar al sistema dicha diferencia, la cual podría alcanzar valores incluso superiores al precio al cual vendió la energía. Esta situación es perjudicial, ya que ambos mercados deberían ser **complementarios para garantizar el suministro y la confiabilidad energética** para la demanda.

5. ¿Cómo evalúan el panorama actual de integración de tecnologías renovables dentro del esquema del Cargo por Confiabilidad, y qué elementos consideran relevantes para que su participación refleje adecuadamente su aporte a la firmeza del sistema?

En el panorama actual, la participación de renovables en el CxC crece rápidamente. Por primera vez, en la subasta 2027-2028 las energías renovables obtuvieron la casi totalidad de las OEF nuevas, asignando 4.441 MW a plantas solares nuevas (99% del total). Esto demuestra que el esquema está incorporando masivamente renovables y diversificando la matriz firme. Apreciamos este cambio, pues amplía nuestra capacidad de generación con recursos bajos en carbono. No obstante, para que su contribución a la firmeza se refleje adecuadamente, es necesario reconocer sus particularidades, principalmente debido a su perfil intermitente y dependencia horaria, lo que plantea nuevos retos para garantizar la confiabilidad del sistema durante las horas críticas de demanda.

Basados en el informe Propuestas del Centro Nacional de Despacho sobre riesgos operativos del SIN publicado en junio del 2025 y realizado por el operador del mercado XM, resaltamos que unos de

los principales riesgos que enfrenta el sistema a medida que crece la participación de las FNCER es la disminución de la inercia y la respuesta de frecuencia.

Otro aspecto fundamental, es que la energía solar no aporta potencia a los periodos de consumo máximo como son las horas de la noche, esto genera un riesgo en la atención de la demanda, dado que cada vez más se necesitarán a las plantas hidráulicas y térmicas en las horas donde no hay sol, particularmente ante un escenario de crecimiento acelerado de la demanda por la electrificación del transporte y la industria. En este sentido la recomendación que hace el operador es mantener la capacidad actual del parque generador (incluyendo a las plantas térmicas), e incentivar desarrollos tecnológicos como el uso de sistemas de almacenamiento que terminan siendo necesarios para complementar la matriz energética renovable, y una hibridación con sistemas diferentes a la energía solar, como hidroeléctricas con embalse, plantas térmicas, generación nuclear u otras tecnologías.

En ese orden de ideas, creemos que la transición debe estar acompañada de señales y mecanismos regulatorios que permitan la integración controlada y organizada de estas tecnologías, ajustada a la realidad de nuestro sistema y de nuestro mercado. Se hace necesario, contar en el corto plazo con adecuada reglamentación e incentivos para el desarrollo de sistemas de almacenamiento de energía con baterías (BESS, por sus siglas en inglés) que permitirían mejorar el factor de planta de las plantas solares, las baterías pueden ser cargadas con la energía solar en el día para entregar parte de lo requerido en las horas punta luego se haber sido. Estos sistemas híbridos están dando buenos resultados en Chile.

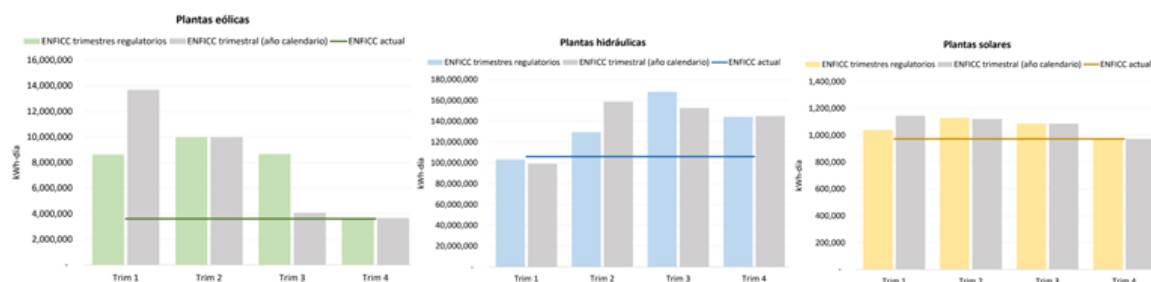
Adicionalmente, reiteramos la necesidad de integrar nuevas centrales hidroeléctricas como pilar de la transición energética y facilitadoras de la incorporación de recursos intermitentes eólicos y solares. Se ha observado una disminución en el desarrollo y construcción de estas en los últimos años; principalmente atribuido a las complejidades en los procesos de licenciamiento ambiental y social. Promover la integración de este tipo de centrales, y apoyarlas para superar las dificultades que actualmente obstaculizan estos desarrollos, también debe formar parte de la estrategia del Gobierno, atendiendo el llamado que hace el Operador.

Por otra parte, en la información que ha publicado la UPME se puede ver la mayoría de proyectos de generación que tienen la posibilidad de obtener capacidad de transporte (puntos de conexión) son, también, solares. Sobre esta situación se pueden hacer algunos comentarios:

- Si las próximas asignaciones mantienen la tendencia, se terminará en un portafolio de generación que no utiliza adecuadamente todos los recursos energéticos con los que cuenta el país.

- El aporte a la confiabilidad de las plantas que utilizan FNCER es bajo y entonces puede ser necesario instalar mucha capacidad para tratar de lograr la confiabilidad requerida. Además de otros problemas ambientales, sociales y operativos, esto ejerce una presión adicional sobre la necesidad de expansión en transmisión.
- Se puede llegar a una situación en la que se tenga una alta participación en la generación, en algunas horas, de plantas solares, con riesgos operativos importantes. Ya se han presentado problemas por esta situación en otros países (ejemplos Chile y España) y XM ya ha alertado sobre estos riesgos. Puede ser necesario plantas y recursos de otras tecnologías (térmicas, almacenamiento) que estén disponibles para asumir la variabilidad en la generación de las plantas que utilizan FNCER.

El mecanismo ha mostrado su efectividad, pero puede mejorar. En línea con la consultoría realizada por Acolgen con expertos en el modelo (PSR) existe la necesidad de mejorar la temporalidad de las asignaciones. La introducción de una granularidad temporal en el cálculo de la ENFICC puede favorecer aquellos recursos cuya producción se caracteriza por cierta estacionalidad. En ese mismo sentido, el cálculo de ENFICC en menores horizontes temporales es un habilitante de competencia de estas nuevas tecnologías, pues las FNCER optarían por participar en el esquema de confiabilidad en periodos de mayor valoración del producto, los cuales podrían ser los periodos de mayor necesidad para el sistema.



Grafica 4: Estudio PSR - Complementariedad de las Tecnologías para la participación en el Cargo por confiabilidad. Fuente: Acolgen y PSR con datos de Sinergox

En esta selección trimestral los cambios fueron menores o fueron compensados en otros trimestres (e.g los trimestres 1 y 3 del caso eólico y los trimestres 2 y 3 de las hidros); no obstante, persiste la anotación de que la muestra de las plantas eólicas es pequeña (6 centrales, concentradas en La Guajira).

En este estudio, PSR concluyó que hay beneficios en considerar una escala trimestral en vez de una semestral, dado que la metodología trimestral captura de manera más acurada el comportamiento

a lo largo del año que la semestral/estacional, además de ser más adaptable a diferentes divisiones (con compensaciones entre estaciones).

6. ¿Consideran necesario rediseñar el esquema actual del CxC? Si es así, ¿qué elementos debería conservarse y cuáles deberían reformarse prioritariamente?

Consideramos que el Cargo por Confiabilidad es un mecanismo idóneo para nuestro sistema para garantizar la suficiencia de recursos de largo plazo, sin desconocer con ello la oportunidad de realizar ajustes al esquema actual del CxC para responder a los desafíos actuales del sistema eléctrico colombiano, especialmente frente a la creciente participación de FNCER en la matriz energética. No obstante, es de destacar que el esquema ha demostrado ser eficaz para garantizar la confiabilidad operativa bajo el modelo tradicional, por lo que debe mantenerse como un pilar fundamental sin necesidad de un rediseño, pero sí incorporando gradualmente las modificaciones requeridas para adecuarse a las nuevas condiciones del sistema. Creemos que si se dan ajustes, deben ser dados de manera técnica en la CREG.

Esta capacidad de adaptación ya se ha evidenciado a lo largo de los años, con ajustes en aspectos como el esquema de subasta, el precio de escasez, el cálculo del ENFICC y la participación de las plantas según su tipo, lo que demuestra la robustez del mecanismo y su capacidad para evolucionar conforme a las necesidades del sistema.

En este orden de ideas, es fundamental conservar ciertos elementos clave del esquema actual para garantizar su efectividad y sostenibilidad en el tiempo, los cuales se enuncian a continuación:

- En primer lugar, debe preservarse la remuneración de la confiabilidad para todas las plantas de generación, tanto nuevas como existentes, ya que el servicio de confiabilidad es prestado por todas las plantas de generación del sistema y, es por ello, que con este esquema se reconoce el aporte que cada planta hace, independientemente de antigüedad o tecnología. Esto asegura condiciones equitativas y evita distorsiones que desincentiven la permanencia o el mantenimiento de plantas que siguen siendo necesarias para la seguridad del suministro. Los resultados deben ser producto de una subasta competitiva con neutralidad tecnológica.
- En general, es importante mantener actividades como la verificación de parámetros, auditorías y el esquema de garantías que robustecen el esquema.
- Es necesario definir periodos adecuados para la realización de las subastas. Actualmente, se ha manifestado en numerosas ocasiones la necesidad de realizar una subasta de manera prioritaria; sin embargo, a pesar de existir esta señal, aún no se ha materializado de manera efectiva. Esta preocupación surge debido a que los tiempos disponibles para la ejecución y

adjudicación de la subasta, así como para el desarrollo, construcción y conexión de los proyectos que resulten asignados, son muy limitados.

- Se requiere definir una demanda objetivo con la suficiente holgura para lograr una asignación adecuada y, de esta forma, mitigar que la demanda quede descubierta ante eventos críticos o incumplimientos de las plantas con asignaciones.
- Adicionalmente, se requiere conservar la competitividad en los procesos de asignación de OEF. Es importante preservar la dinámica competitiva para asegurar eficiencia en la remuneración y asignación de recursos.
- Es necesario volver a tener el gas natural como combustible de respaldo que permita que las plantas térmicas operen con un menor costo marginal y revertir la sustitución a diesel que se vio obligado el país. Solo la posibilidad de contar con gas natural nacional para la generación térmica puede bajar los precios de bolsa en momentos de escasez hidrológica a niveles de 500 – 600 \$/kWh.
- Finalmente, es necesario mantener la estabilidad jurídica y la confianza inversionista. El sector eléctrico requiere de un marco normativo predecible y planificado que permita la toma de decisiones de inversión de largo plazo. La revisión constante de reglas clave -como las relacionadas con precios de escasez, condiciones de contratación o remuneración de actividades- debe darse con criterios técnicos, consultas oportunas, señales consistentes con los objetivos de suficiencia financiera y eficiencia económica y con la inclusión de períodos de transición que les permita a todas las plantas ajustarse a los nuevos requerimientos.

Ahora bien, en cuanto a los ajustes a desarrollar, se tienen:

- Derogar las Resoluciones CREG 101 066 de 2024 y 101 069 de 2025, ya que estas incluyen disposiciones que podrían ser perjudiciales para la expansión del sistema, la confiabilidad del suministro y la contratación de largo plazo, lo que podría afectar los resultados de la subasta del Cargo por Confiabilidad para 2029-2030 por el cambio en las expectativas de remuneración y sus niveles de incertidumbre asociados. Además, de nada vale crear mecanismos e incentivos a la contratación de largo plazo si, por otro lado, la regulación crea reglas por las que estos agentes incurren en pérdidas económicas producto de la contratación.
- Por otro lado, se propone ajustar el cálculo de ENFICC para aprovechar la complementariedad de las plantas renovables. En este sentido, se sugiere incrementar la resolución del cálculo, considerando, por ejemplo, el atributo de almacenamiento natural que poseen las plantas hidroeléctricas, el cual está disponible pero actualmente no es remunerado.

- El Periodo de Planeación para adecuarse los tiempos reales de desarrollo y construcción que hoy se presentan.
 - La asignación de riesgos por los retrasos ocasionados por demoras en los proyectos de transmisión, especialmente los de activos de uso.
 - El esquema de garantías.
 - Establecimiento de un esquema alternativo (por ejemplo, los contratos del MME) en los que puedan participar plantas de todas las tecnologías, pero que presenten mejores condiciones para las plantas solares y eólicas.
 - Recaudo del CERE directamente de la demanda, como una componente adicional de la Fórmula Tarifaria.
- 7. ¿Qué efectos ha tenido el Cargo por Confiabilidad en la viabilidad financiera de los proyectos adjudicados, especialmente frente a retrasos regulatorios, licenciamiento o conexión al SIN?**

El CxC tiene un efecto determinante sobre la viabilidad financiera de los proyectos de generación debido a que ayuda a apalancar el cierre financiero de los proyectos nuevos y de las plantas especiales que han resultado con asignaciones de Obligaciones de Energía Firme. Adicionalmente, el esquema al final busca que exista una obligación de entrar en operación en la fecha establecida, por lo que es un mecanismo que incentiva la entrada a tiempo o incluso antes, de lo contrario existe la posibilidad de que el proyecto no sea viable.

Sin embargo, el compromiso frente al cargo es un riesgo que asume el generador y puede estar ligado a factores ajenos al proyecto los retrasos ocasionados por aspectos regulatorios, ambientales, de relaciones con las comunidades y de conexión han llevado a:

- Cancelación de algunos proyectos que recibieron asignación de Obligaciones de Energía Firme.
- Ejecución de garantías.
- Retrasos en la Fecha de Puesta en Operación, con la consecuente demora en el inicio de la remuneración.
- Incremento de montos a garantizar y encarecimiento de los costos de las garantías.
- Riesgos en la atención de la demanda que no se hubieran presentado con la entrada oportuna de los proyectos de generación que obtuvieron asignación de Obligaciones de Energía Firme.

En este sentido, los agentes se encuentran expuestos a factores externos no controlables, los cuales pueden generar que un proyecto después de participar en un proceso de asignación y consolidar una garantía que lo obligue a entrar en una fecha específica, resulte siendo inviable.

La infraestructura de transmisión ha sido un factor determinante —y en muchos casos limitante— en el cumplimiento de las Obligaciones de Energía Firme (OEF) asignadas en las subastas recientes del Cargo por Confiabilidad (CxC) en Colombia. Su rol ha sido doble: por un lado, como habilitador de la entrada en operación comercial de los proyectos adjudicados, y por otro, como cuello de botella estructural que ha generado retrasos, reprogramaciones e incluso riesgos regulatorios y financieros para los generadores.

En la actualidad, se enfrenta una crisis de saturación en la capacidad de conexión del Sistema Interconectado Nacional (SIN), lo que ha dificultado que nuevos proyectos de generación accedan a puntos de conexión viables. Sin embargo, la capacidad técnica está agotada en varias regiones clave, como el norte del país (La Guajira y el Cesar) y el centro-oriente (Meta y Santander), lo que ha obligado a los proyectos a esperar por expansión futura o a postergar inversiones. Además, los retrasos de la UPME en cumplir los cronogramas definidos en la misma Resolución 075 de 2021 han profundizado el problema. Esto ha generado incertidumbre para agentes que requieren decisiones claras de expansión para planear su conexión.

La saturación de la capacidad de conexión y los retrasos en la gestión de la UPME constituyen un obstáculo considerable para la expansión del sistema. Sin embargo, este panorama se complica aún más al considerar la necesidad crítica de infraestructura de transmisión que complemente la nueva generación. En este sentido, consideramos que proyectos como Colectora son fundamentales para evacuar energía de los nuevos parques eólicos y solares adjudicados. Su retraso en la ejecución impide que muchos proyectos que ya tienen Obligaciones de CxC asignadas puedan construir sus líneas de conexión o sus propias subestaciones.

El impacto del atraso en estas obras de expansión va más allá de la simple postergación. No solo hace que se incumplan las obligaciones con el sistema, sino también que los inversores decidan desistir de elaborar estos proyectos y poner en riesgo la seguridad energética del país. El informe de avance de proyectos de generación publicado por la UPME en junio de 2025 evidencia cómo varios de estos desarrollos registran avances por debajo del 50 %, o están condicionados al cumplimiento de obras de expansión que siguen sin ejecutarse (Informe de Avance Proyectos de Generación – junio 2025, UPME)

Este escenario de riesgo, producto de los atrasos en la infraestructura, tiene una consecuencia directa sobre el marco regulatorio del sector. En este contexto, el incumplimiento de las OEF derivado de problemas de transmisión compromete la efectividad del esquema del Cargo por Confiabilidad. Entre los impactos más relevantes se destacan el riesgo de indisponibilidad de generación firme ante eventos climáticos extremos como El Niño, la distorsión en señales de

inversión para futuros proyectos, los incumplimientos contractuales con penalidades potenciales para los generadores, y la inseguridad regulatoria que afecta la bancabilidad de proyectos renovables.

La infraestructura de transmisión ha pasado de ser un soporte operativo a convertirse en un factor crítico de riesgo regulatorio para el cumplimiento de las Obligaciones de Energía Firme. La falta de capacidad disponible y los retrasos de la UPME en definir y ejecutar los proyectos del Plan de Expansión han limitado la efectividad de las subastas del Cargo por Confiabilidad. Corresponde ahora a la CREG, la UPME y el Ministerio de Minas y Energía ajustar los mecanismos de planeación, coordinación y ejecución para que el desarrollo de la infraestructura de transmisión esté alineado con las señales del mercado y los compromisos de confiabilidad del sistema.

8. ¿Cómo analizan la participación de plantas nuevas y existentes en el esquema del Cargo por Confiabilidad, en términos de incentivos a la inversión, expansión del sistema y sostenibilidad operativa?

Como se indicó anteriormente, para garantizar la confiabilidad de la demanda de energía es necesario contar con todas las plantas de generación, independiente de si son nuevas o existentes. El esquema de confiabilidad tiene como propósito asegurar la oferta, pero también tiene el objetivo de proteger a la demanda de la volatilidad de los precios de bolsa. En cuanto a la primera señal existen 13 GW con inversiones que superan los 50 billones de pesos desde el 2006, como se mostró anteriormente. **En cuanto al seguro del precio, existen ya 4 fenómenos de El Niño superando en dónde para cada uno de esos momentos la demanda no tuvo que pagar \$863.300 millones de pesos entre el 2009 y el 2010, \$17,19 billones de pesos entre el 2015 y el 2016 y \$7,74 billones de pesos entre el 2023 y el 2024.**

El producto ofrecido bajo este esquema es homogéneo, lo que no solo fomenta nuevas inversiones en generación, sino que también asegura la disponibilidad de la energía existente mediante una remuneración que se refleja en mantenimientos, modernizaciones y demás actividades necesarias para garantizar su operatividad.

De hecho, cuando se convoca a una subasta del CxC es porque la oferta no es suficiente para abastecer a la demanda, es decir la suma de la ENFICC de todas las plantas existentes del sistema no es suficiente para garantizar la confiabilidad requerida. Por lo tanto, al ser un producto homogéneo, este mecanismo no solo fomenta nuevas inversiones en generación, sino que también asegura la disponibilidad de la energía existente mediante una remuneración que se refleja en mantenimientos, modernizaciones y demás actividades necesarias para garantizar su operatividad.



Es necesaria la participación de todas las tecnologías, la confiabilidad es un producto homogéneo que todas las tecnologías entregan de la misma forma sin depender del recurso de donde sea obtenida.

Las plantas nuevas usan los recursos del cargo por confiabilidad como palanca para el desarrollo financiero del proyecto, mientras que las plantas existentes lo usan como remuneración a un servicio de confiabilidad que les EXIGE estar disponibles para obtener ingreso. En este sentido, debe aplicarse el principio de no discriminación y neutralidad tecnológica en los mercados, pues se trata de un producto homogéneo. La confiabilidad de una planta existente no depende de su antigüedad, sino que es función del recurso primario y su desempeño técnico.

Además, es necesario recordar que las plantas existentes no definen el precio de la confiabilidad, el esquema diseñado por el regulador considera que este tipo de plantas se requieren para la atención de la confiabilidad del sistema cuyo ingreso depende de la disponibilidad de entrega del servicio, y no les otorga la capacidad de ofertar un precio para la remuneración.

De esta manera, el CxC protege y garantiza la remuneración adecuada tanto de la capacidad instalada existente como de la nueva, asegurando la disponibilidad de energía firme necesaria para cubrir la demanda del país, incluso en eventos climáticos extremos o fluctuaciones en la demanda. Sin embargo, el mecanismo del CxC es susceptible de ajustes, tal como se ha dado en aspectos como la subasta y el cálculo de ENFICC, pero sobre la base de conservar su papel en términos de seguridad energética y de incentivo a la expansión bajo atributos de eficiencia y sostenibilidad financiera.

Quedamos a su entera disposición para cualquier aclaración.

Cordialmente,

natalia gutierrez j

NATALIA GUTIÉRREZ JARAMILLO

Presidenta Ejecutiva

ACOLGEN