

MEDIDAS TRANSITORIAS PARA FACILITAR LAS COMPRAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA A TRAVÉS DE CONTRATOS DE LARGO PLAZO

**DOCUMENTO CREG- 901 052**

**30 de diciembre de 2023**

|  |
| --- |
| **CIRCULACIÓN:** |
| **MIEMBROS DE LA COMISIÓN DE** |
| **REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS**  |

CONTENIDO

[1. ANTECEDENTES 3](#_Toc155360218)

[2. FACULTADES DE LA CREG PARA ESTABLECER LAS MEDIDAS 3](#_Toc155360219)

[3. NECESIDAD REGULATORIA IDENTIFICADA 4](#_Toc155360220)

[3.1. Definición del problema 5](#_Toc155360221)

[3.2. Principales causas del problema 5](#_Toc155360222)

[3.2.1. Causas de mercado 6](#_Toc155360223)

[3.2.2. Causas operativas 8](#_Toc155360224)

[3.3. Principal consecuencia del problema 9](#_Toc155360225)

[4. FORMULACIÓN DE PROPUESTAS REGULATORIAS 9](#_Toc155360226)

[4.1. Flexibilización transitoria de contratos suscritos en el marco de convocatorias públicas 9](#_Toc155360227)

[4.2. Senda de compras propias 10](#_Toc155360228)

[4.3. Temporalidad de las medidas de flexibilización regulatoria, duración máxima de los contratos resultantes de su aplicación y exclusión en el cálculo del Mc 11](#_Toc155360229)

[4.4. Cálculo de cantidades de energía realizadas mediante contratos transitorios tipo pague lo contratado o tipo PCG, con destino a la atención de demanda regulada, para su incorporación en la fórmula del componente G de energía 11](#_Toc155360230)

[4.5. Precio de las compras de energía realizadas mediante contratos transitorios tipo pague lo contratado o tipo PCG, con destino a la atención de demanda regulada, para su incorporación en la fórmula del componente G de energía 12](#_Toc155360231)

[4.6. Participación de los generadores 13](#_Toc155360232)

[5. CONSULTA PÚBLICA 13](#_Toc155360233)

 **MEDIDAS TRANSITORIAS PARA FACILITAR LAS COMPRAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA A TRAVÉS DE CONTRATOS DE LARGO PLAZO**

# ANTECEDENTES

La Resolución CREG 130 de 2019 estableció los principios, comportamientos y procedimientos que deben cumplir los comercializadores de energía eléctrica en la celebración de contratos de energía destinados a atender la demanda de energía del mercado regulado colombiano y que promuevan los principios de eficiencia, neutralidad, transparencia y fiabilidad en un entorno de mercado que promueva la libre competencia.

Entre otras disposiciones, la Resolución CREG 130 de 2019 estableció la creación de un Sistema Centralizado de Información de Convocatorias Públicas – SICEP, así como sus tiempos de operación en cada una de las etapas de las convocatorias públicas que se adelanten a través de él.

Desde su creación, el SICEP ha logrado los objetivos de: i) dotar de mayor transparencia el proceso de contratación, ii) reducir los costos de transacción, iii) permitir una mejor vigilancia, iv) limitar la posibilidad de discriminación y en general proteger al usuario.

Sin embargo, ante la expectativa del inicio del Fenómeno del Niño en el último semestre de 2023, esta Comisión expidió el Proyecto de Resolución CREG 701 021 de 2023, con el fin de proponer para consulta pública una serie de medidas que buscaban facilitar las compras de energía a través de convocatorias públicas, para reducir la exposición a los precios de bolsa por parte de la demanda regulada.

# FACULTADES DE LA CREG PARA ESTABLECER LAS MEDIDAS

Las actividades de generación y de comercialización de energía eléctrica están definidas como servicios públicos de carácter esencial, obligatorio y solidario, y de utilidad pública (L. 143/94, art. 5, y L. 142/94, arts. 4, 14.2 y 14.25), y sometidas a la intervención del Estado, especialmente la que se lleva a cabo a través de los instrumentos de regulación, y de inspección, vigilancia y control (L. 142/94, arts. 3, 73, 74 y 79).

Se trata de actividades reguladas y controladas por el Estado. En consecuencia, la libertad económica y contractual de quienes las acometen está sometida a los límites y restricciones establecidas por la Constitución para este tipo de servicios públicos y a las restricciones legales.

Ley 142 de 1994, artículo 74.1, literal c), expresamente atribuyó a la CREG la función y facultad especial de expedir el Reglamento de Operación para regular el funcionamiento del Mercado Mayorista de Energía.

Aplicando las definiciones de Reglamento de Operación y de Mercado Mayorista contenidas en el Artículo 11 de la Ley 143 de 1994, en virtud de esta función le corresponde a la CREG definir el conjunto de principios, criterios y procedimientos obligatorios que deben cumplir los generadores y comercializadores para realizar sus operaciones económicas en este Mercado.

Esta función comprende la regulación de todos los aspectos relativos al funcionamiento del Mercado Mayorista, incluidos los relacionados con su diseño, organización, los contratos que allí se celebran y todos los demás que sean necesarios para que se logren los fines atribuidos por la Constitución y la Ley al Mercado.

Está definida, tanto desde el punto de vista constitucional como legal, la competencia de la CREG para regular el funcionamiento del Mercado Mayorista a través del Reglamento de Operación, que se materializa en resoluciones de carácter general, impersonal y abstracto.

En ejercicio de esta función, le compete a la CREG regular todos aquellos “elementos o factores del mercado mayorista”, tales como los contratos que se celebran en dicho mercado para el suministro de la energía eléctrica, los niveles mínimos operativos, la intervención de precios de oferta, etc.

El contrato para el suministro de energía es un instrumento indispensable para el funcionamiento del Mercado Mayorista, pues precisamente es a través de este instrumento que se compra y se vende energía. En tanto estos contratos dan forma jurídica a las operaciones económicas propias del funcionamiento de dicho mercado, le corresponde a la CREG establecer el régimen especial al que estarán sometidos.

La adopción de un régimen especial mediante el Reglamento de Operación para los contratos que se celebran en el Mercado Mayorista para el suministro de la energía eléctrica, no constituye la creación directa o autónoma de normas con fuerza de ley, sino que se trata de aplicar y desarrollar los mandatos superiores contenidos en las leyes 142 y 143 de 1994.

La principal función que debe ejercer el regulador es la de corregir las fallas del mercado para lograr condiciones de competencia que beneficien a los usuarios en la provisión del servicio de energía. Para el ejercicio de esta función el regulador debe sujetarse a las normas de carácter superior que lo rigen, encausarse al cumplimiento de los objetivos constitucionales y legales y debe considerar las condiciones del mercado que regula para atender adecuadamente estos mandatos y fines.

# NECESIDAD REGULATORIA IDENTIFICADA

El Análisis de Impacto Normativo - AIN, es la herramienta empleada por la CREG para apoyar la toma de decisiones en el proceso de construcción regulatoria y que tiene por objeto analizar técnicamente y con evidencia la pertinencia de una intervención y la mejor forma de llevarla a cabo.

Lo anterior es posible porque el AIN prescribe una metodología que permite establecer un problema a resolver, sus causas y consecuencias, así como las alternativas de intervención que pueden generan los impactos esperados para dar tratamiento al problema identificado. A continuación, se precisan los elementos técnicos que llevaron a la CREG a formular la propuesta regulatoria que acompaña a este documento.

## Definición del problema

El problema regulatorio que motiva la expedición del Proyecto Regulatorio que acompaña el presente documento de soporte, corresponde al mismo identificado en el Documento CREG 901-022 de 2023, correspondiente al Proyecto Regulatorio 701-021 2023.

En el mencionado documento, se presentó como problema la *“baja cobertura de la demanda regulada frente a compras en bolsa, en un contexto de incrementos en precios derivados de la coyuntura – Fenómeno del Niño”.* Para ilustrar el problema identificado, se presentó la comparación entre la exposición a bolsa para la atención de demanda regulada en 2022 y 2023.

Gráfica 1. Exposición a bolsa para atender demanda regulada

Fuente: XM - SINERGOX

Un análisis de la exposición de los comercializadores a la bolsa de energía para atender la demanda regulada revela una exposición promedio simple de 28,4% y 29% respectivamente para los años 2022 y 2023.

Es preciso destacar que el promedio ponderado de exposición a bolsa a nivel nacional se encuentra alrededor del 20%. Si bien este es menor que el promedio simple que arriba se presenta, resulta previsible que dicha exposición sea suficiente para generar un impacto significativo en el costo unitario del servicio (CU) para los usuarios cuya demanda deba ser atendida mediante compras en la bolsa de energía durante el Fenómeno del Niño.

## Principales causas del problema

En el Documento CREG 901-022 de 2023 se identificaron una serie de causas que explican el problema regulatorio señalado. Algunas de ellas aún resultan pertinentes para señalar las oportunidades de acción regulatoria y se presentan a continuación.

* + 1. **Causas de mercado**
* **Generadores no tienen suficientes incentivos de mercado para participar de las convocatorias realizadas por los comercializadores.**

A agosto de 2023 se han registrado 317 convocatorias en SICEP y la participación promedio que estuvo por encima de 11 ofertas en 2021 ha evidenciado una reducción para 2022 y 2023. Lo anterior resulta significativo si se observa que el promedio anual de ofertas adjudicadas fue del 47,1% de las ofertas recibidas.

**Gráfica 2.** **Promedio de ofertas recibidas y adjudicadas por año**

Fuente: Cálculos CREG con información de XM - SICEP

En términos de volúmenes de energía demandada y energía adjudicada, la Comisión evidenció que, en promedio, 66,8% de la energía demandada en convocatorias públicas resultó efectivamente adjudicada. Esto resulta relevante si se tiene en cuenta que toda energía demandada y que no resulta adjudicada se traduce en una mayor exposición a bolsa para la atención de la demanda comercial regulada.

**Gráfica 3.** **Porcentaje promedio de energía demandada y energía adjudicada**

Fuente: Cálculos CREG con información de XM - SICEP

En adición a lo expuesto, la CREG revisó el estado de las 317 convocatorias realizadas a agosto de 2023 y encontró: (i) en promedio, el 6,6% de las convocatorias se han cancelado, (ii) el 56,2% de las convocatorias resultaron cerradas y adjudicadas, (iii) el 28,4% de las convocatorias terminaron cerradas y desiertas y, (iv) el 8,8% de las convocatorias están abiertas y en desarrollo. En el gráfico siguiente, se presenta el estado de las convocatorias por año de desarrollo:

**Gráfica 4.** **Estado de convocatorias por duración de los contratos**

Fuente: Cálculos CREG con información de XM - SICEP

Por último, un análisis del estado de las convocatorias en función de la duración de sus contratos revela que: (i) el mayor volumen de convocatorias da como resultado contratos con duración de 0 a 5 años y, (ii) el volumen de convocatorias cerradas y desiertas despierta preocupaciones porque lleva asociados contratos que hubieran llevado a coberturas de energía de mediano y largo plazo.

**Gráfica 5.** **Estado de convocatorias por duración de los contratos**

Fuente: Cálculos CREG con información de XM - SICEP

Así, la proporción de energía demandada en convocatorias que no resulta adjudicada constituye coberturas de energía no logradas por parte de los comercializadores quienes al final deben concurrir a la exposición en bolsa de energía, la cual se caracteriza por mayores precios que son transferidos al usuario final.

Al respecto, es importante tener presente el comportamiento histórico de los precios promedio observados en los contratos de energía para atender la demanda regulada y no regulada (MC), así como los precios promedio de la bolsa de energía.

**Gráfica 6.** **Precios promedio de energía transada en contratos y en bolsa de energía y valores del componente de referencia MC**

Fuente: XM - SINERGOX

Este análisis muestra que en escenarios de incertidumbre y de criticidad asociados a baja hidrología, típicos de periodos de Fenómeno del Niño, se caracterizan por niveles promedio de precios de bolsa mucho mayores que los observados en los precios promedio de contratos para esos periodos.

A su vez, el precio promedio de contratos (MC) se caracteriza por su baja volatilidad respecto de la observada para el promedio de precios en la bolsa de energía.

* + 1. **Causas operativas**
* **Los tiempos regulatorios de las convocatorias públicas son extensos.**

La Resolución CREG 130 de 2019 unificó los tiempos de desarrollo de las convocatorias públicas de compra de energía con el fin de dar certeza a los agentes acerca del desarrollo del proceso. Actualmente, el tiempo promedio de ejecución de estas convocatorias se encuentra alrededor de los 60 días hábiles.

Si bien la definición de tiempos máximos para ejecutar estos mecanismos de contratación por parte de los comercializadores, está en revisión para garantizar condiciones de participación neutrales y transparencia para el mercado, con la ocurrencia del Fenómeno del Niño estos tiempos resultan muy extensos para que se pueda reducir en muy poco tiempo la exposición actual a la bolsa por parte de la demanda regulada.

* **Tipo de contrato definido para compras de energía con destino al mercado regulado: Pague lo Contratado.**

Las mesas de trabajo sobre esta temática que fueron adelantadas por la CREG le han permitido tener una aproximación sobre las posibles barreras a la apertura de convocatorias, la concurrencia de oferentes y la adjudicación de energía en convocatorias para la contratación de energía de largo plazo en una coyuntura de baja hidrología (Fenómeno del Niño).

Esto debido a la incertidumbre que enfrentan los generadores con tecnologías hidráulicas sobre la energía máxima que pueden producir, pues está directamente asociada a los aportes de agua a los embalses que utilizan como fuente para la generación.

## Principal consecuencia del problema

Como se señaló en el Documento CREG 901-022 de 2023, la falta de cobertura suficiente de la demanda regulada frente a compras en bolsa, en un contexto de incrementos en precios derivados de la expectativa de ocurrencia del Fenómeno del Niño, traería como consecuencia el traslado de precios altos y con alta volatilidad, en la tarifa final al usuario (CU).

Entre más fuerte resulte ser el efecto climático sobre la hidrología del país, más altos serán los precios que se presenten en la bolsa de energía y mayor costo será el que se les traslade a los usuarios regulados a través del CU.

# FORMULACIÓN DE PROPUESTAS REGULATORIAS

En respuesta a la necesidad de contar con medidas regulatorias que permitan de manera oportuna y en muy corto tiempo reducir la exposición a los precios de bolsa por parte de usuarios regulados, esta Comisión encontró necesario modificar la propuesta presentada en el Proyecto Regulatorio 701-021 de 2023.

A continuación, se presentan los cambios realizados y aquellas medidas que se conservan en la propuesta, con su respectiva justificación.

## Flexibilización transitoria de contratos suscritos en el marco de convocatorias públicas

Una de las dificultades que enfrentan algunos generadores para comprometer cantidades de energía por encima de lo que ya tienen en contratos de larga duración, es que no están en capacidad de predecir con un grado razonable de certeza la cantidad de energía que están en capacidad de generar para cada día.

Con el fin de facilitar la participación de los generadores o comercializadores vendedores en convocatorias públicas mediante las cuales se busque cubrir a la demanda regulada frente a los precios de la bolsa para los meses en los cuales está pronosticado el Fenómeno del Niño (finales de 2023 e inicios de 2024), se propone permitir la suscripción de un contrato distinto al definido en los procedimientos de la Resolución CREG 130 de 2019 “pague lo contratado”.

En la propuesta consultada mediante el Proyecto Regulatorio 701-21 de 2023, se propuso la suscripción transitoria de contratos en los cuales el vendedor garantiza la entrega sin interrupciones de, como mínimo, el 75% de la energía eléctrica contratada para cada mes, durante la vigencia pactada, con la correspondiente obligación de pago por parte del comprador por la energía eléctrica recibida, sin superar el 100% de la energía contratada.

Con el fin de promover una mayor participación voluntaria por parte de los generadores como oferentes en contratos que permitan reducir la exposición a bolsa por parte de la demanda regulada, esta Comisión mantiene en la presente propuesta la flexibilización del tipo de contrato, pero sin establecer una cantidad mínima firme.

Se propone entonces, de manera transitoria, el uso de un contrato tipo pague lo contratado condicionado a la generación ideal del vendedor que no se encuentre comprometida en contratos (en adelante, “PCG”). Este contrato podrá negociarse y suscribirse mediante contratación directa (i.e. por fuera del SICEP) de manera voluntaria.

Con esta flexibilización los generadores podrán contratar energía directamente con comercializadores que atienden demanda regulada, mediante contratos que les permitan eliminar la incertidumbre que enfrentan para predecir con precisión su generación real de cada día. Esto dado que la energía finalmente comprometida a través de contratos PCG es únicamente aquella que efectivamente generan, descontando las obligaciones contractuales previamente suscritas.

No obstante, también se permite el uso de contratos tipo “pague lo contratado” que resulten del acuerdo directo de voluntades entre compradores y vendedores. A estos contratos les aplican las mismas condiciones de negociación, suscripción, inicio y vigencia señaladas en la presente propuesta.

## Senda de compras propias

Como se señaló desde el inicio del presente capítulo, se propone que, de manera transitoria, los comercializadores puedan suscribir contratos para incrementar la cobertura de sus usuarios regulados frente a los precios de la bolsa, de manera directa. Es decir, no les serán exigibles las reglas establecidas en la Resolución CREG 130 de 2019 para este tipo de contratación.

En tal sentido, ya no se encuentra procedente flexibilizar la senda de compras propias, pues el interés regulatorio es que en muy corto tiempo todos los comercializadores del mercado puedan incrementar su contratación y reducir la exposición a bolsa de sus usuarios regulados. Es necesario mantener la senda de compras propias establecida actualmente en el artículo 19 de la Resolución CREG 130 de 2019, con el fin de garantizar que los comercializadores que más exposición a bolsa tienen y que no están integrados con un generador, puedan aplicar a esta transitoriedad en su contratación.

## Temporalidad de las medidas de flexibilización regulatoria, duración máxima de los contratos resultantes de su aplicación y exclusión en el cálculo del Mc

Se debe reiterar en este punto que el propósito principal de las medidas de flexibilización regulatoria propuestas es el de incrementar la cobertura de demanda regulada frente a los precios de la bolsa de energía durante el Fenómeno del Niño.

Considerando que el Fenómeno del Niño ya se encuentra declarado en el país, se encuentra necesario modificar la fecha máxima de inicio de contratos propuesta en el Proyecto Regulatorio 701-021 de 2023 de la siguiente forma:

* Plazo máximo de inicio de contratos transitorios tipo pague lo contratado o tipo PCG: **29 de febrero de 2024.**

Asimismo, con el fin de incentivar la contratación por parte de generadores, se propone ampliar la vigencia máxima propuesta en el Proyecto Regulatorio 701-021 de 2023 de la siguiente forma:

* Vigencia máxima de contratos transitorios tipo pague o contratado o tipo PCG: **28 de febrero de 2026**

En todo caso, es importante resaltar que los contratos resultantes de la flexibilización regulatoria descrita en la presente propuesta no cumplen con los estándares regulatorios de largo plazo establecidos en la Resolución CREG 130 de 2019. La propuesta de permitir su incorporación **transitoria** en el portafolio de los comercializadores obedece a la necesidad puntual de incrementar la cobertura de los usuarios regulados frente a eventuales incrementos sustanciales en el precio de la bolsa para los meses en los cuales se presente el Fenómeno del Niño.

Por lo anterior, se mantiene la condición de que los precios resultantes de estos contratos no sean incorporados en el cálculo de la variable Mc en el componente G de generación, pues se distorsionaría la señal de precio de largo plazo que se busca recoger a través de esa variable.

## Cálculo de cantidades de energía realizadas mediante contratos transitorios tipo pague lo contratado o tipo PCG, con destino a la atención de demanda regulada, para su incorporación en la fórmula del componente G de energía

Al igual que en la propuesta presentada en el Proyecto Regulatorio 701-021 de 2023, las cantidades de energía que podrían ser cubiertas a través de estos contratos transitorios debe corresponder, como máximo, a la demanda regulada que aún no se encuentra cubierta por contratos resultantes de convocatorias públicas o de subastas administradas por el Ministerio de Minas y Energía. Será responsabilidad de los comercializadores establecer esta cantidad de energía y si es requerido por la autoridad competente soportar todas sus acciones frente a la definición de esta cantidad.

Únicamente para las compras que se realicen mediante la suscripción de contratos transitorios tipo pague lo contratado o tipo PCG, resultantes de lo dispuesto en el Proyecto Regulatorio que acompaña el presente documento, se establece la siguiente regla de traslado:

$$C=\sum\_{s=1}^{n}q\_{s}$$

Donde,

|  |  |
| --- | --- |
| $ C$: | Energía mensual cubierta mediante contratos transitorios, con destino al mercado regulado. |
| $$q\_{s}:$$ | Cantidad mensual de energía cubierta mediante el contrato *s*, con destino al mercado regulado. |
| $n$: | Número de contratos transitorios con destino al mercado regulado. |

## Precio de las compras de energía realizadas mediante contratos transitorios tipo pague lo contratado o tipo PCG, con destino a la atención de demanda regulada, para su incorporación en la fórmula del componente G de energía

Para establecer el precio máximo de traslado esta Comisión ya no encuentra procedente realizar una discriminación por tecnología. Esto considerando que los contratos resultantes son de naturaleza financiera, no física, y que se liquidan por agente, no por recurso. En tal sentido, no corresponde realizar una diferenciación por tecnología, reconociendo que la energía contratada es respaldada con el portafolio de generación del vendedor, o incluso mediante contratos con los que este cuente.

En consideración de lo anterior, a continuación se presenta la fórmula de traslado aplicable a todos los contratos que resulten de la aplicación de las medidas transitorias propuestas.

$$p\_{l}=min\left(precio techo;\frac{\sum\_{s=1}^{n\_{l}}p\_{s}\*q\_{s}}{C}\right)$$

Donde,

|  |  |
| --- | --- |
| $p:$  | Precio promedio ponderado de las compras realizadas a través de contratos transitorios. |
| $Mc: $  | Costo promedio ponderado por energía, expresado en pesos por kilovatio hora (COP/kWh), de todos los contratos resultantes de las convocatorias públicas a las que hace referencia la Resolución CREG 130 de 2019 o aquella que la modifique, sustituya o adicione. |
| $p\_{s}$: | Precio del contrato transitorio *s*. |
| $$q\_{s}:$$ | Cantidad de energía cubierta mediante el contrato transitorio *s*. |
| $$n:$$ | Número de contratos transitorios. |
| $ C$: | Energía mensual cubierta mediante contratos transitorios, con destino al mercado regulado. |
| $precio techo$: | Entre el inicio del contrato y el 28 de febrero de 2025 el precio techo de traslado es **1.5\*Mc**. Entre el 1 de marzo de 2025 y el 28 de febrero de 2026 el precio techo de traslado es **Mc**. |

A continuación, se presenta la representación gráfica de traslado para los contratos transitorios que resulten de la aplicación de las medidas acá propuestas:

**Gráfica 7.** **Estado de convocatorias por duración de los contratos**

1.5\*MC

MC

28 feb

2026

28 feb

2025

## Participación de los generadores

Esta Comisión considera que las modificaciones planteadas frente al tipo de contratación y a la vigencia de estos contratos transitorios, representan señales suficientes para promover e incentivar la participación de los generadores en estos mecanismos. Por tal razón, se retira la propuesta de obligatoriedad de contratación en cabeza de los generadores, establecida en el Proyecto Regulatorio 701-021 de 2023.

# CONSULTA PÚBLICA

La propuesta regulatoria desarrollada en este documento resulta de la consulta pública adelantada frente al Proyecto Regulatorio 701-021 de 2023 y de la evolución observada frente a la ocurrencia del Fenómeno del Niño, que para ese entonces era una expectativa y hoy se encuentra oficialmente declarado en el país.

Esta propuesta ajustada se presenta para comentarios de los interesados durante un plazo de 5 días hábiles desde su publicación en la página web de la CREG.