

ANÁLISIS DE COMENTARIOS PROYECTO DE RESOLUCIÓN CREG 701 016 DE 2023 REMUNERACIÓN DE PLANTAS EN PRUEBAS

**DOCUMENTO CREg – 901 045**

**18 DE DICIEMBRE DE 2023**

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

#

**TABLA DE CONTENIDO**

[1. ANTECEDENTES 3](#_Toc154151446)

[2. OBJETIVO 3](#_Toc154151447)

[3. DIAGNÓSTICO, DEFINICIÓN DEL PROBLEMA, CAUSAS Y CONSECUENCIAS 4](#_Toc154151448)

[4. RESUMEN DE LAS REGLAS DEL PROYECTO DE RESOLUCIÓN CREG 701 016 DE 2023 SOBRE REMUNERACIÓN DE PLANTAS EN PRUEBAS 4](#_Toc154151449)

[5. CONSULTA PÚBLICA 5](#_Toc154151450)

[6. RESPUESTA A COMENTARIOS Y MODIFICACIÓN DE LA PROPUESTA 7](#_Toc154151451)

[7. ANÁLISIS IMPACTO 11](#_Toc154151452)

[8. CONCLUSIÓN 12](#_Toc154151453)

ANÁLISIS DE COMENTARIOS RESOLUCIÓN CREG 701 016 DE 2023

REMUNERACIÓN DE PLANTAS EN PRUEBAS

# ANTECEDENTES

En primer lugar, la Resolución CREG 024 de 1995 reglamenta los aspectos comerciales del mercado mayorista de energía en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), que hacen parte del Reglamento de Operación.

Por su parte, la Resolución CREG 025 de 1995 estableció el Código de Redes, como parte del Reglamento de Operación del SIN, que contiene los reglamentos de Código de Planeamiento, Código de Conexión, Código de Medida y Código de Operación. En varias de sus modificaciones se han establecido las pruebas que deben desarrollar las plantas, por ejemplo, la Resolución CREG 060 de 2019 incluye las pruebas para plantas solares y eólicas. Así mismo, el mismo Código de Operación contiene las obligaciones para pruebas de regulación primaria (para plantas diferente a solar y eólica) y secundaria de frecuencia (para todas las plantas).

Ahora bien, la empresa XM S.A. E.S.P., mediante radicado CREG E-2020-013232, señaló que los generadores y autogeneradores podrían declararse en pruebas de manera indefinida, sin el cumplimiento de los requisitos técnicos previstos en la regulación, lo que podría poner en riesgo la calidad, confiabilidad y seguridad del SIN.

Debido a lo anterior, la Comisión encuentra conveniente ajustar el esquema de remuneración de las plantas de generación en pruebas de que trata la Resolución CREG 121 de 1998, con el fin de favorecer la formación eficiente de precios en el Mercado Mayorista de Energía de que trata el Decreto 929 de 2023 y de crear un incentivo económico para que las plantas no se queden en pruebas de forma indefinida.

En ese sentido, la Comisión en su sesión 1281 de 01 de agosto de 2023, acordó expedir la Resolución CREG 701 016 de 2023, *Por la cual se definen y establecen las reglas asociadas a los literales b) y c) del artículo 8 del Decreto 0929 de 2023 “Por el cual se modifica y adiciona el Decreto 1073 de 2015, y se establecen políticas y lineamientos para promover la eficiencia y la competitividad del servicio público domiciliario de energía eléctrica”, y se dictan disposiciones sobre plantas de generación en pruebas.* La consulta del proyecto de resolución fue hasta el día 17 de agosto de 2023.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas en su sesión 1299 de 18 de diciembre de 2023, acordó expedir en regulación independiente las reglas asociadas a las plantas de generación en pruebas, la actualización del Nivel de Probabilidad de Vertimiento, así como las reglas de los literales b) y c) del artículo 8 del Decreto 0929 de 2023.

En este documento se realiza el análisis de las reglas asociadas a la remuneración de plantas en pruebas y sobre los comentarios recibidos a la Resolución CREG 701 016 de 2023 sobre dicho tema.

# OBJETIVO

Ajustas las reglas de remuneración en pruebas para hacerla acorde con las responsabilidades de cada agente en la actividad.

# DIAGNÓSTICO, DEFINICIÓN DEL PROBLEMA, CAUSAS Y CONSECUENCIAS

La remuneración de la energía generada o entregada al sistema por parte de las plantas o unidades que se encuentran en pruebas está definida en la Resolución CREG 121 de 1998. También se incluyen excepciones a reglas técnicas.

En particular, para las plantas o unidades despachadas centralmente que se encuentran en pruebas se han identificado que les aplica las siguientes reglas:

* No tienen la obligación de cumplir un programa de generación,
* No tienen la obligación de cumplir con la regulación primaria de frecuencia (RPF)
* No tienen que cumplir técnicamente regulación secundaria de frecuencia (AGC)
* Su generación siempre es remunerada al máximo precio ofertado para el mercado nacional.

De acuerdo con lo anterior, se identifican las siguientes causas y consecuencias:

* Causas
* No se tiene un tiempo límite u obligación para entrar en operación comercial o tiempo límite de la finalización de la prueba para unidades individuales,
* No tienen que asumir costos por desviaciones en su generación,
* No tienen que cumplir con desviaciones del programa de RPF ni con un programa de AGC,
* Consecuencias
* Se podrían quedar operando indefinidamente sin cumplir obligaciones técnicas y operativas y esto podría afectar la operación segura y de calidad del sistema.
* Esta generación podría aumentar el requerimiento de generación de seguridad como el AGC.
* Las plantas que no tengan compromisos en el cargo por confiabilidad no tendrían un incentivo suficiente para acelerar su entrada en operación comercial y quedarse indefinidamente en pruebas.

En ese sentido, se encuentra que el problema identificado por el operador del mercado aplica a cualquier planta que se encuentre en pruebas. Así las cosas, es conveniente determinar un cambio o incentivo que aplique de forma general.

# RESUMEN DE LAS REGLAS DEL PROYECTO DE RESOLUCIÓN CREG 701 016 DE 2023 SOBRE REMUNERACIÓN DE PLANTAS EN PRUEBAS

En la Resolución CREG 701 016 de 2023 se propuso el valor de la remuneración de la energía asociada a las pruebas de generación antes de inicio de operación comercial de plantas que serán despachadas centralmente, para que estas aceleren sus procesos de prueba y formalicen el cumplimiento de todas sus obligaciones técnicas y operativas con el sistema.

En ese orden de ideas, se propuso que la generación asociada a pruebas de plantas previo a su entrada en operación comercial y que serían despachadas centralmente, recibieran una remuneración o valoración comercial del precio piso de la bolsa que corresponde al CERE + FAZNI.

Por tanto, se propuso que el ASIC adelantará el siguiente procedimiento:

1. Por cada MWh que el agente vendiera en la bolsa, se le asociaría la energía de generación en pruebas de o las plantas despachas centralmente que no han entrado en operación comercial. Sin que esta energía supere sus ventas en bolsa.
2. Las ventas en bolsa de la energía asociada a la generación anterior que el agente represente tendrían una remuneración por la valoración de CERE + FAZNI.
3. Los valores excedentarios en la bolsa de energía debido a la remuneración y valoración anterior serían utilizados para aliviar el costo de las restricciones del Sistema Interconectado Nacional.

# CONSULTA PÚBLICA

Hasta el día 17 de agosto de 2023 en que finalizó la consulta de la Resolución CREG 701 016 de 2023, se recibieron comentarios de los siguientes interesados:

| **Radicado** | **Remitente** | **Radicado** | **Remitente** |
| --- | --- | --- | --- |
| E2023015072 | Recurrent energy | E2023016044 | SERRANO MARTINEZ |
| E2023015176 | TEBSA | E2023016047 | ASOCODIS |
| E2023015940 / E2023015941 | ISAGEN | E2023016048 | XM |
| E2023016007 | ANDESCO | E2023016055 | CELSIA |
| E2023016013 | ACOLGEN | E2023016058 | CAC |
| E2023016014/E2023016040 | AES COLOMBIA | E2023016062 | ENERFIN |
| E2023016022 | EPM | E2023016074 | SOLAR PARK |
| E2023016024 | ANDEG | E2023016595 | BROOKFIELD |

La Comisión decide expedir en regulación independiente las reglas asociadas a las plantas de generación en pruebas, la actualización del Nivel de Probabilidad de Vertimiento y las reglas asociadas a los literales b) y c) del artículo 8 del Decreto 0929 de 2023.

Dado lo anterior, en este documento se hace el análisis de la parte asociada a las reglas de la remuneración de plantas en pruebas.

A continuación, se presenta la lista resumen de los comentarios allegados para plantas en pruebas:

1. **General**
* Reiteran la necesidad de cumplir el plazo contenido en el reglamento Interno CREG para la publicidad de los proyectos de regulación de carácter general.
* ¿cómo a la luz de la propuesta, se prevé coadyuvar a resolver una situación de carácter técnico asociada a la seguridad en el SIN?. Los “efectos no deseados” de la Res. CREG 121 de 1998 deberían abordarse en el marco de la revisión del Código de Operación.
* La propuesta no soluciona la situación de riesgo de seguridad y confiabilidad del sistema, dado que las pruebas se seguirán realizando.
* XM SA ESP solicita un plazo de 6 meses para implementar las reglas en sus sistemas y así poder dar aplicación a las propuestas.
1. **Tiempos periodo de las pruebas y transición**
* Los proyectos de generación cercanos al periodo de pruebas tienen una expectativa legítima de las condiciones y normativa del periodo de prueba que les iba a aplicar. Se puede proteger dichas condiciones y normativa a través de un periodo de transición.
* Que sea aplicable a las pruebas luego de la entrada en vigencia de la presente resolución, o aplicar en la próxima vigencia de Obligaciones de Energía Firme (OEF).
* Se estima que toma entre dos a tres meses dar cumplimiento a todas las pruebas para alcanzar la entrada en operación comercial.

Se sugiere tres (3) meses desde el inicio de la prueba hasta la entrada en operación comercial, y de no lograrse, iniciar con la reducción de la remuneración.

* Establecer un régimen de transición y que las nuevas reglas inicien en enero de 2024.
* Este tema debe gestionarse con medidas técnicas más que con incentivos económicos, el C.N.O. debería establecer los criterios técnicos para limitar el tiempo de pruebas.
* Que el C.N.O. establezca un periodo en el cual se puedan realizar las pruebas para certificar la entrada en operación comercial, y se tengan criterios objetivos mediante los cuales pueda ser prorrogadas previa justificación ante el C.N.O.
* Que se aborde el problema que se quiere en función de los requisitos técnicos y definición de tiempos máximos.
* Se sugiere que la medida que busca limitar largos periodos de generación en pruebas sea acordada con el C.N.O., por medio de parámetros técnicos que permitan delimitar los tiempos máximos de horas en prueba y que una vez superado dicho tiempo se aplique una medida como la que se plantea.
* Que se establezca un plazo máximo a partir del cual se penalice la generación más allá de un periodo razonable, seis meses con la debida justificación ante la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD).
* Que se desarrollen en consonancia con los acuerdos de C.N.O y no tenga consecuencias adversas en la liquidación y remuneración de las plantas.
* Que se tenga un número máximo de días de acuerdo con un análisis de impacto hecho por la Comisión en coordinación con el C.N.O. En caso de superarse dicho plazo aplicar la propuesta.
1. **Remuneración**
* Los ajustes propuestos perjudica a los agentes, hace que la remuneración de las pruebas en mención sean a pérdidas, ya que ni siquiera permitiría recuperar los Otros Costos Variables o OCV (CERE + FAZNI + Ley99 + AGC) o parcialmente el combustible.
* La propuesta constituye un cambio en las reglas a partir de las cuales los agentes tomaron decisiones de inversión sobre proyectos que se encuentran en ejecución o pruebas.
* No sería viable económicamente la afirmación “…podrían declararse en pruebas de manera indefinida, sin el cumplimiento de los requisitos técnicos previstos en la regulación….”, porque al vencerse las fechas para hacer efectiva la prueba de cumplimiento de asignación del punto de conexión y no haber entrado en operación comercial, corresponde la ejecución de las garantías correspondientes y aplicar lo establecido en la norma.
* Con la propuesta, las plantas de generación que requieren realizar pruebas para su declaración en operación comercial tendrían que ofrecer a título gratuito la energía producida y asumir ya no solo el diferencial entre el costo de producción y el precio de bolsa, sino el 100% del costo de combustible en el caso de las térmicas.
* Solo se estaría reconociendo el CERE + FAZNI, y no reconocería la tarifa por Ley 99 de 1993 y el costo del AGC, valores que, de implementarse la medida propuesta, tendrán que ser devueltos por el generador, pero sin el recaudo asociado.

# RESPUESTA A COMENTARIOS Y MODIFICACIÓN DE LA PROPUESTA

1. **Análisis en relación con comentarios generales**

En cuanto al plazo de comentarios sobre que no es suficiente, informamos que se atiende lo dispuesto en la Resolución CREG 105-003 de 2023 (reglamento de la CREG):

<https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/originales/Resoluci%C3%B3n_CREG_105_003_2023/>

En cuanto a que la propuesta no ayuda en los temas de seguridad y confiabilidad del SIN, entendemos que la regulación en este caso con incentivo económico proporciona un camino de cumplimiento hacia los requerimientos técnicos para no quedarse de forma indefinida en pruebas.

En línea con lo anterior XM SA ESP identifica que plantas en pruebas indefinidas ponen en riesgo la calidad, confiabilidad y seguridad de la operación del SIN:

*(…) los generadores y autogeneradores (…) podrían declararse en pruebas de forma indefinida hasta tanto se cumplan los requisitos técnicos previstos (…) condiciones que ponen en riesgo la calidad, confiabilidad y seguridad de la operación del SIN. (…)*

*(…) Así las cosas, solicitamos a la Comisión revisar esta situación y realizar los ajustes a la regulación vigente y tenerlo en cuenta en la resolución definitiva que se expida a partir del proyecto en consulta, con el fin de garantizar condiciones adecuadas para la integración de los proyectos de generación (…)*

Así mismo, identificamos que el hecho de que la generación en pruebas no tenga que cumplir con regulación primaria y secundaria de frecuencia, así como no cumplir con un programa de generación, aumenta los requerimientos de reserva de frecuencia en el sistema. Esto, con la entrada en operación de energías renovables puede aumentarse y generar desbalances indeseados en la operación real.

El estudio contratado por la CREG en el año 2018 y realizado por DI-AVANTE y PSR muestra cómo se incrementa la necesidad de reserva de AGC con la entrada de energías no convencionales consideradas variables, lo cual podría ser mayor por los incentivos de operar bajo el régimen de pruebas. El estudio puede encontrarse en el anexo de la Circular CREG 008 de 2019:

<http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/083a13dae8b1eab30525839700788682?OpenDocument>

[**http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/083a13dae8b1eab30525839700788682/$FILE/Circular008-19%20Informe.pdf**](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/083a13dae8b1eab30525839700788682/%24FILE/Circular008-19%20Informe.pdf)

1. **Análisis de comentarios respecto a tiempos del periodo de las pruebas, transición y remuneración, y modificación de la propuesta.**

Se resalta de los comentarios recibidos que en su mayoría proponen de forma general lo siguiente:

* Tener un esquema de transición para proteger las expectativas de la regulación vigente.
* Tener tiempos de periodo de pruebas (2 a 6 meses) y luego que aplique el esquema propuesto.
* Que el C.N.O. desarrolle los tiempos de pruebas basado en requisitos técnicos.
* En el caso de térmicas, el comentario es que asumen un mayor costo de las pruebas que otras tecnologías debido a costo de combustible.
* Reconocer adicionalmente el AGC y lo establecido en la Ley 99 de 1993 sobre transferencia del Sector Eléctrico.

Para aceptar los comentarios de tiempo y transición y parcialmente los de remuneración, se propone un esquema gradual de disminución de remuneración a través del tiempo a partir del momento de la aplicación de las reglas; dicha disminución iniciando en el valor mínimo entre el MC[[1]](#footnote-2) y el MPO[[2]](#footnote-3) y terminando en la remuneración propuesta en consulta de la Resolución CREG 701 016 de 2023, es decir, lo siguiente:

$$t (meses)$$

$$Precio$$

$$∆$$

$$Min\{MC, MPO\}$$

$$CERE+FAZNI$$

$$6 meses (180 días)$$

Con la propuesta anterior se tiene:

* Esta nueva propuesta aplica a cualquier planta, indiferentemente de que se encuentre o no en operación comercial, por lo tanto, se aplicaría la curva anterior para la generación en pruebas e incluso de unidades de generación. Esto por tratamiento igualitario.
* El esquema de disminución iniciaría a partir de los ajustes que deben realizar el CND y ASIC en sus sistemas para poder aplicar las reglas, por lo tanto, existe un delta de periodo de tiempo (representado en la figura como $∆$) en que se aplicaría la Regulación actual (Resolución CREG 121 de 1998) antes del esquema de transición anterior, lo cual duraría 3 meses (se estaría proporcionando un tiempo de la mitad del solicitado por XM SA ESP).

Así, debe entenderse que por ejemplo una planta que inicie pruebas (o una unidad) en el mes $∆$ + 3, luego de haber iniciado el esquema anterior, la remuneración a aplicar es la que corresponda con dicho momento y continuará disminuyendo hasta que llegue al CERE + FAZNI, el cual fue el valor propuesto en la primera consulta:

$$t (meses)$$

$$3 meses$$

$$Precio$$

$$∆$$

$$Min\{MC, MPO\}$$

$$CERE+FAZNI$$

$$6 meses (180 días)$$

* Se considera una remuneración basada en señales de largo plazo en los primeros meses de la transición ($∆$ + i meses, i variando de 1 a 180, esto pues se asume que 1 mes son 30 días).

Actualmente la señal de largo plazo es el denominado MC: costo promedio ponderado por energía de todos los contratos resultantes de las convocatorias públicas a las que hace referencia la Resolución CREG 130 de 2019. Este es utilizado en el componente de Generación de que trata la Resolución CREG 119 de 2007 (modificado por la Resolución CREG 101 002 de 2022).

Se entiende entonces que dicha señal de largo plazo incluye, entre otros costos, la remuneración de los costos asociados a las pruebas.

* Estos cambios son bajo el entendido de que la planta debe asumir sus costos para operar en el SIN; lo cual actualmente ha sido remunerado al máximo precio de oferta del mercado nacional de la regulación vigente, incentivo que se propone debe ser corregido.
* Además, dado que existirán unidades en pruebas que hacen parte de plantas que ya están en operación comercial, debe tenerse en cuenta si las mismas cuentan o no con medición de la energía generada. Para este fin se propone que:
* Si la unidad tiene medición, la energía de esa unidad corresponderá a la medida en la frontera de generación de la unidad en pruebas, esto para aplicar las reglas.
* Si la unidad no tiene medición, la energía para aplicar las reglas corresponderá a la variable Minideal de que trata la Res. CREG 044 de 2020; esto con el fin de incorporar la generación programada en pruebas y los ajustes a esa programación que realizan los mismos agentes durante el día de la operación.
* Si tiene un MO (por condiciones ambientales fitosanitarias y/o ambientales) y está en pruebas, se dará prioridad a las reglas de remuneración en pruebas. Esto atendiendo el comentario de XM SA ESP de cuál debe ser priorizado, a lo cual se entiende que es cuando está en pruebas la prioridad, debido a los incentivos no deseados en este documento.
* Finalmente, en el proyecto de consulta inicial, se propuso que la energía en pruebas se asociara a ventas en bolsa.

Se encuentra que, si un agente no tiene ventas en bolsa, la remuneración inicial podría no tener un incentivo suficiente.

Por lo tanto, se modifica de forma general, es decir, se especifica que la energía tiene el valor de remuneración propuesto y el excedente de liquidación en las transacciones en bolsa se usa para aliviar el costo de restricciones (ídem que en la propuesta inicial), sin especificar que se asocia en primer término a ventas en bolsa.

# ANÁLISIS IMPACTO

Para el análisis de impacto debe tenerse en cuenta que:

* Los primeros 3 meses, que es el tiempo para que CND y ASIC ajusten sus sistemas, no existe impacto.
* Luego de 3 meses, existe una reducción gradual de la remuneración que alcanza su valor mínimo de remuneración de CERE + FAZNI en el tiempo $∆$ + 6 meses.

Por lo anterior, el impacto es medido respecto de la diferencia de remuneración actual de energía en pruebas y la nueva propuesta de remuneración, donde se identifican los siguientes casos:

* Para los primeros 6 meses ($∆$ + i meses, i variando de 1 a 180, se asume que 1 mes son 30 días) el impacto es gradual, y es la diferencia entre el MPO y la recta que une los puntos [min{MPO, MC}] y [CERE+FAZNI], la cual a su vez depende del tiempo *t* en que se encuentre la prueba.
* Desde el tiempo t > ($∆$ + 6 meses), el impacto es la diferencia entre el MPO y (CERE+FAZNI).

Se presentará un impacto general para el último caso, el cual sería el definitivo luego de la transición, para evidenciar cuanto es la variación del impacto. Durante la transición el impacto debe ser inferior.

Para lo anterior, a partir de valores de CERE, FAZNI y MPO, suministrados por XM SA ESP o de la aplicación de Sinergox[[3]](#footnote-4), se realiza lo siguiente:

* Se encuentra el valor promedio del MPO para cada mes desde el año 2018 al año 2023.
* Se encuentra cuanto es la reducción entre el valor MPO promedio (por año y mes) anterior y [CERE+FAZNI]. Se asume un valor único promedio por año para el CERE+FAZNI.
* Se encuentra también la reducción en remuneración para el mínimo MPO por año y mes.
* Los valores se comparan entre cada mes correspondiente para el rango de 2018 a 2023, obteniendo los valores máximos y mínimos. Por ejemplo: la comparación de todos los meses de Enero de los años de 2018 a 2023.

Lo anterior proporciona un túnel (área sombreada) en el cual podría estimarse o verse la variación promedio en reducción de la remuneración, es decir, es donde se estima podría estar la reducción de remuneración (esta variación compara los MPO de acuerdo con año invierno o verano en los mismos meses para el Sistema Colombiano):



Puede concluirse que la variación es muy amplia, iniciando en valores que pueden ser inferiores al 20%. Esto dependerá del comportamiento del MPO.

Así mismo, en la gráfica anterior, la línea inferior punteada es el que corresponde a la afectación mínima que podría encontrarse, lo cual indica que podría haber momentos en que la afectación sea muy baja, esto debido a que el MPO es aproximado al valor del [CERE+FAZNI].

Incluso, existe un valor negativo, el cual corresponde febrero de 2018 donde el dato en XM SA ESP indica que el MPO mínimo es 55,6 COP/kWh y el CERE+FAZNI es 57,39 COP/kWh; es decir, para ese dato una planta en pruebas no se tendría ninguna afectación con el esquema propuesto. Similarmente ocurrió con el análisis de todos los meses de Abril, pero en el que se encuentra un valor de cero.

# CONCLUSIÓN

La Comisión propone publicar para consulta las modificaciones al proyecto de resolución con los cambios presentados, que se resumen en:

1. Incluir un esquema de transición en la remuneración que inicia en un delta de 3 meses, donde aplica lo actual, luego durante los siguientes de 6 meses existe una reducción gradual hasta el [CERE+FAZNI]. Con esto se brinda la transición solicitada en los comentarios.
2. Se incorpora en la remuneración la señal de largo plazo o MC.
3. Si la unidad tiene medición, la energía de esa unidad corresponderá a la medida en la frontera de generación de la unidad en pruebas, esto para aplicar las reglas.
4. Si la unidad no tiene medición, la energía para aplicar las reglas corresponderá a la variable Minideal de que trata la Res. CREG 044 de 2020; esto con el fin de incorporar la generación programada en pruebas y los ajustes a esa programación que realizan los mismos agentes durante el día de la operación.
5. Para tener un incentivo económico de tener las pruebas a punto, la energía asociada a dichas pruebas no será asociada a ventas en bolsa, sino que simplemente se liquida y se regresa el excedente.
6. Se da un plazo al CND y ASIC de 3 meses para tener listo sus sistemas.
1. Variable de que trata el artículo 4 de la Resolución 101 002 de 2022 o aquellas que la modifiquen adicionen o sustituyan, para el mes m-1, expresado en COP/MWh. Es el costo ponderado por energía de los contratos al mercado regulado. [↑](#footnote-ref-2)
2. Máximo precio ofertado horario para el mercado nacional de la hora h, día d y mes m, expresado en COP/MWh, del que trata la Resolución CREG 024 de 1995 [↑](#footnote-ref-3)
3. <https://sinergox.xm.com.co/Paginas/home.aspx> [↑](#footnote-ref-4)