

PROGRAMA TRANSITORIO PARA LA PARTICIPACIÓN ACTIVA DE LA DEMANDA EN LA BOLSA DE ENERGÍA

**DOCUMENTO CREG 901 071**

**25 DE ABRIL DE 2024**

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

#

# CONTENIDO

Contenido

[CONTENIDO 2](#_Toc165371531)

[1. ANTECEDENTES 3](#_Toc165371532)

[2. SITUACIÓN ACTUAL 4](#_Toc165371533)

[3. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA 8](#_Toc165371534)

[3.1. Consecuencias 8](#_Toc165371535)

[3.2. Causas 9](#_Toc165371536)

[3.3. Identificación del problema 9](#_Toc165371537)

[4. OBJETIVO 9](#_Toc165371538)

[4.1. Objetivo de impacto 9](#_Toc165371539)

[4.2. Objetivos de resultado 9](#_Toc165371540)

[5. ALTERNATIVAS 10](#_Toc165371541)

[5.1. Mantener las reglas vigentes 10](#_Toc165371542)

[5.2. Implementar un programa para ofertar reducciones de demanda en la bolsa de energía 10](#_Toc165371543)

[5.2.1. Criterios generales del mecanismo 10](#_Toc165371544)

[5.2.2. Aspectos operativos del mecanismo transitorio 11](#_Toc165371545)

[5.2.3. Aspectos comerciales, de liquidación y traslado de costos 13](#_Toc165371546)

[5.2.4. Verificación 13](#_Toc165371547)

[5.2.5. Indicadores 14](#_Toc165371548)

[5.3. Implementar un programa para ofertar reducciones semanales de energía por parte de los usuarios no regulados 14](#_Toc165371549)

[5.4. Implementar un programa en dos etapas combinando las alternativas de los numerales 5.2 y 5.3 15](#_Toc165371550)

[6. ANALISIS DE IMPACTO 16](#_Toc165371551)

[6.1. Primera etapa 16](#_Toc165371552)

[6.2. Segunda etapa 17](#_Toc165371553)

[7. CONSULTA PÚBLICA 17](#_Toc165371554)

[8. ABOGACÍA DE LA COMPETENCIA 20](#_Toc165371555)

PROGRAMA TRANSITORIO PARA LA PARTICIPACIÓN ACTIVA DE LA DEMANDA EN LA BOLSA DE ENERGÍA

# ANTECEDENTES

La respuesta de la demanda, RD, es definida como cambios en los patrones de consumo en respuesta a una señal de precio o mediante incentivos de pago por reducciones de consumo, han surgido en general en dos principales categorías: programas RD basados en incentivos y programas RD basados en precio.

En el documento publicado mediante la Circular 011 de 2022[[1]](#footnote-2) se presenta una discusión más amplia sobre los diferentes mecanismos de respuesta de la demanda, en la siguiente tabla se presenta una síntesis no exhaustiva de estos.



Normativamente se tienen diferentes referencias relevantes que también son analizadas en el documento de Hoja de Ruta de la Respuesta de la demanda, dentro de las que se destacan, en orden cronológico, las siguientes:

* La Resolución MME 40283 de 2022. Por la cual se establecen lineamientos para la incorporación de los recursos energéticos distribuidos.
* Resolución Creg 101 019 de 2022. Por la cual se modifica y compila la regulación del anillo de seguridad del cargo por confiabilidad denominado demanda desconectable voluntaria.
* Decreto 929 de 2023. Por el cual se modifica y adiciona el Decreto 1073 de 2015, Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, y se establecen políticas y lineamientos para promover la eficiencia y la competitividad del servicio público domiciliario de energía eléctrica.

Finalmente, el documento se construye a partir de los análisis presentados en el Documento CREG 901 065 de 2024, los comentarios recibidos en el periodo de consulta pública, los nuevos análisis de la Comisión y se presenta bajo una estructura de Análisis de Impacto Normativo.

# SITUACIÓN ACTUAL

El Sistema Interconectado Nacional, SIN, se encuentra en una situación de estrechez entre la oferta y la demanda. Este panorama es el resultado de varios factores que concurren, los cuales reducen la holgura con la que opera el sistema.

El primer factor, es la duración incierta y la intensidad del Fenómeno de el Niño. Lo anterior, significa que, con la reducción permanente en los aportes en los embalses y la disminución progresiva en la capacidad de generación de las plantas hidráulicas, se estrecha de forma paulatina la holgura entre la oferta y la demanda agregada. En la Ilustración 1 se presenta la evolución de los aportes del SIN como porcentaje de la media historia en donde se puede ver que se han alcanzado mínimos históricos e inclusive para el mes de marzo se han marcado nuevos mínimos[[2]](#footnote-3).

Ilustración 1. Evolución de los aportes respecto de la media

**Fuente:** Sinegox, cálculos CREG.

En la Ilustración *2* se muestra la probabilidad de ocurrencia del Fenómeno de El Niño de acuerdo con la NOAA en el informe publicado el 11 de abril del presente año. De acuerdo con la ilustración, el Fenómeno de El Niño es dominante hasta marzo, para abril y mayo la probabilidad dominante es neutral y posteriormente es la Niña.



Ilustración 2. Probabilidades de ocurrencia del Fenómeno del Niño

**Fuente:** https://www.cpc.ncep.noaa.gov/products/precip/CWlink/MJO/enso.shtml

Ahora bien, según lo señalado en el boletín de predicción climática y recomendación sectorial del IDEAM de diciembre de 2023, Colombia está experimentando 3 ondas tropicales, a la par que experimentó dos tormentas tropicales (Philipe y Rina). Es decir que además de las anomalías presentadas en la Temperatura Superficial del Mar (TSM), como consecuencia del fenómeno del Niño (ENSO[[3]](#footnote-4)), se presentaron anomalías derivadas del ramal de la Zona de Confluencia Intertropical (ZCIT) en el Pacífico y una perturbación tropical intraestacional sobre el territorio nacional como resultado del fenómeno de Oscilación de Madden y Julian (MJO, por sus siglas en inglés) en su fase subsidente, lo que ha favorecido una reducción de las precipitaciones en la mayor parte del territorio, presentando lluvias dentro de la categoría de MUY DEBAJO DE LO NORMAL en los departamentos de Antioquia, Boyacá, Huila, Arauca, Caquetá y Guaviare; y POR DEBAJO DE LO NORMAL en la región Andina, el sur de la región Pacífica y la isla de Providencia.

En este boletín el IDEAM pronosticó lluvias en la categoría NORMAL y POR DEBAJO de lo normal para los meses de noviembre y diciembre de 2023 mientras que en enero pronosticó que en el territorio nacional se esperarían lluvias en la categoría POR ENCIMA de lo normal. Situaciones que no se presentaron, lo que ocasionó una inesperada intensidad y una mayor extensión del periodo de baja hidrología.

En la Ilustración 3 se muestra la evolución del embalse agregado del SIN en contraste con el rango del historio de los niveles de embalse, para el día 15 de abril el nivel agregado se encontró en 29.46%.

Ilustración 3. Evolución del embalse agregado para la estación seca – Diciembre 2023 a Abril 2024

**Fuente:** Sinergox, cálculos CREG.

El segundo factor, es la situación que atraviesa el sector eléctrico al incrementarse la demanda, que representa un crecimiento del 8.31% comparado con los mismos días del mes del año inmediatamente anterior. En la siguiente grafica se presenta la evolución de la demanda de energía desde el mes de agosto de 2023 y se puede apreciar valores diarios significativamente mayores en los meses de marzo y lo corrido de abril del presente año, frente al comportamiento de, por ejemplo, noviembre y diciembre de 2023.

Ilustración 4. Evolución de la demanda diaria de energía desde agosto de 2023

**Fuente:** Sinergox, cálculos CREG.

Sobre la situación operativa del sistema, el Centro Nacional del Despacho -CND- con el oficio 202444006895-1 del 30 de marzo de 2024, comunicó al Ministerio de Minas y Energía y al Consejo Nacional de Operación, los aspectos que vienen afectando la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y que pueden poner en riesgo el abastecimiento de la demanda de energía eléctrica en el país, dentro de los que se destacan:

“(…)

 • A la fecha la demanda de energía eléctrica presenta un crecimiento de 8.31 % comparado con los mismos días del mes del año inmediatamente anterior. Además, durante algunos días de marzo la demanda se ha situado por encima del escenario de demanda medio publicado por UPME (Unidad de Planeación Minero Energética) en su actualización de enero de 2024 (…).

• En el seguimiento a los aportes, se resalta que los aportes hídricos registrados en marzo se mantienen por debajo de los mínimos históricos, en el 45.37 % de la media histórica, es decir 69.96 GWh/día.

 • El embalse agregado del Sistema está en el 31.86 % del volumen útil aprovechable para producir energía eléctrica, registrando valores inferiores a los mínimos históricos de los últimos 20 años para marzo, y sin iniciar abril estamos 0.05 puntos porcentuales por encima del mínimo histórico de abril de 2020.

• A nivel regional las reservas se encuentran reflejadas el 49.25% en la región Centro, 34.93% en Antioquia, el 8.25% en Oriente y el porcentaje restante en Valle y Caribe. A nivel de embalses llama la atención que el volumen útil del embalse agregado del sistema está concentrado en los embalses de Peñol y del agregado de Bogotá, en un 26.8% y 39.4%, respectivamente y algunos de los principales embalses del país empiezan a registrar mínimos históricos como El Peñol con 35.93%, Guavio con un 5.8%, El Quimbo con 19.45% y Ríogrande 2 con 7.37%.

(…)

• En el mes de marzo la generación térmica promedio ha sido de 89 GWh/día, sin embargo, la generación térmica real se ubica alrededor de 36 GWh/día por debajo de la disponibilidad declarada en el despacho y 51 GWh/día promedio por debajo de su capacidad efectiva neta.

• La media de exportaciones a Ecuador en marzo ha sido de 3,77 GWh/día promedio. En algunos días de marzo las exportaciones han estado por encima de 5 GWh/día y se espera que esta situación se mantenga al menos hasta la segunda semana de abril, según lo informado por CENACE (Centro Nacional de Control de Energía de Ecuador). (…)”

Adicionalmente, menciona que, bajo las condiciones operativas actuales, ante la persistencia de los bajos aportes hídricos y el incremento en la demanda, es necesario gestionar la implementación de medidas transitorias con el fin de asegurar la operación confiable y segura del SIN, dentro de las que se encuentran medidas para la reducción de la demanda.

Para atender la situación, se han expedido decisiones encaminadas asegurar la prestación continua del servicio de energía eléctrica, como el incremento de ofertas de energía de plantas con restricciones, el despacho prioritario de plantas térmicas y de plantas hidráulicas con embalses superiores a 30 días, entre otras. Sin embargo, enfrentamos la incertidumbre sobre los efectos que ha dejado el Fenómeno del Niño sobre el nivel de los embalses y su adecuada recuperación para enfrentar la siguiente temporada de verano en el país.

Así las cosas, lograr la participación activa de la demanda en el Sistema Interconectado Nacional, es decir, que los usuarios puedan valorar la reducción de su consumo y ofertarlo en el mercado de energía mayorista permitiría reducir la exigencia de generación en el sistema de una manera eficiente por lo que es necesario el desarrollo de un mecanismo transitorio para este fin.

# DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

# Consecuencias

Teniendo en cuenta la situación actual del sistema ante la presencia del fenómeno de El Niño, se tendría una recuperación de los embalses de manera las lenta y con un mayor uso de los recursos térmicos en el corto plazo lo que llevaría a posibles costos adicionales trasladados a los usuarios.

En el mediano plazo, se restringe la posibilidad de aumentar la eficiencia en el uso de los recursos del sistema eléctrico al dejar por fuera la participación de la demanda, así como, la experiencia y lecciones aprendidas para todos los grupos de interés en la aplicación de los programas de respuesta de la demanda.

# Causas

La disminución en la oferta por los bajos aportes hídricos conlleva a una operación más exigentes para el sistema y si bien ya se tienen formas de participación de la demanda, en particular, la autoproducción de energía con entrega o sin ella al SIN, en donde la Comisión ha tomado acciones para aumentar la oferta al sistema no se dispone actualmente de un programa de respuesta de la demanda en donde se oferte la reducción de esta en el mercado de energía.

# Identificación del problema

Considerando los análisis presentados en las secciones anteriores, el problema radica en el aporte parcial que puede realizar la demanda, en particular la de grandes consumos de energía vía la autogeneración de energía, en la fase final de El Fenómeno de El Niño y en la recuperación de los embalses.

# OBJETIVO

Considerando los comentarios recibidos y los análisis realizados por la Comisión se plantean los siguientes objetivos.

# Objetivo de impacto

Contribuir a asegurar el abastecimiento seguro, confiable y con calidad en el Sistema Interconectado Nacional mediante la recuperación del nivel acumulado de los embalses del Sistema Interconectado Nacional

# Objetivos de resultado

1. **General:** Establecer un programa de Respuesta de la Demanda con el objetivo de permitir la presentación de ofertas de reducción de demanda en el despacho diario del SIN (bolsa de energía) en dos etapas.

Medidas motivadas en la reducción del consumo para acelerar la recuperación de los embalses y con criterios de agilidad en su implementación.

1. **Específicos:**
* Establecer un mecanismo en el muy corto plazo que permita recibir semanalmente ofertas de desconexiones de demanda con un precio de reserva definido por la Comisión.
* Definir las reglas para la presentación de ofertas diarias de reducción de demanda en el despacho diario del SIN de tal forma que aceptación de las ofertas se realice de forma endógena en el mecanismo.
* Documentar las buenas prácticas identificas y las lecciones aprendidas de los mecanismos para la definición de un programa RD con vocación de permanencia.

# ALTERNATIVAS

Considerando los comentarios y la propuesta consultada, se identifican las siguientes alternativas para cumplir los objetivos definidos.

# Mantener las reglas vigentes

Mantener las reglas vigentes permitiendo que la demanda participe en el fortalecimiento de los niveles de los embalses mediante la autogeneración de energía ya sea con la entrega de excedentes o no, limita otras formas de participación como puede ser la oferta de reducciones de demanda lo que ocasionaría una mayor necesidad de generación térmica en el sistema.

# Implementar un programa para ofertar reducciones de demanda en la bolsa de energía

Considerando lo propuesto en el Proyecto de Resolución CREG 701 041 de 2024 y los comentarios recibidos en el proceso de consulta pública, los principales elementos de esta alternativa son los siguientes:

# Criterios generales del mecanismo

Los criterios generales considerados para el mecanismo son los siguientes:

1. Los usuarios participarán de manera voluntaria a través de un representante, sin embargo, la oferta de reducción que se realice debe ser vinculante.
2. Los costos de representación deben acordarse entre el usuario y su representante.
3. El Representante RD podrá presentar tantas ofertas como usuarios a los que representa o menos en caso de que los agregue. En todo caso, un usuario no podrá hacer parte de más de una oferta agregada.
4. Un usuario solo podrá participar para el mismo día en uno de los mecanismos de programas de reducción demanda establecidos en la regulación vigente.
5. El Representante RD debe especificar cada una de las fronteras comerciales registradas ante el ASIC que se encuentran asociadas a la oferta de reducción.
6. La remuneración será acorde a la oferta y la cantidad de verificada de reducción de consumo.
7. La participación no limita o afecta la libre elección del prestador del servicio.
8. El Representante RD del usuario podrá ser diferente al comercializador que le presta el servicio de energía eléctrica.
9. Es necesaria la telemedición horaria cumpliendo los requisitos señalados para los sistemas de medición de los usuarios no regulados.
10. El representante RD debe suministrar información amplia, clara, suficiente, oportuna y útil al usuario para que este evalúe de la mejor manera posible su participación en el transitorio. De igual forma, se le debe indicar las consecuencias de los incumplimientos del usuario en los compromisos de reducción de demanda.
11. El Representante RD informará a los usuarios que, para tener acceso al servicio de energía eléctrica y celebrar el respectivo contrato de servicios públicos, no es obligatorio, ni una condición necesaria, participar en el Mecanismo RD transitorio.

# Aspectos operativos del mecanismo transitorio

Los principales elementos operativos que se consideran para el mecanismo son los siguientes:

1. El usuario, a través de un representante, presenta una oferta de reducción mínima de cero o de un valor superior o igual 1 MW, por hora, o conjunto de usuarios con una oferta de reducción agregada mínima de 1 MW, por hora.
2. El representante de la RD oferta al CND en $/MW igual como la generación (precio igual para todas las horas del día y desconexión horaria)
3. El CND elabora el predespacho ideal sin las ofertas y con las ofertas de desconexión para determinar el beneficio para el sistema y establecer que ofertas son aceptadas, para ello:
* Las ofertas se ordenan las reducciones de demanda de mayor a menor precio.
* Descartar progresivamente las reducciones de demanda hasta que los beneficios del sistema sean superiores o iguales a los costos de activación de las ofertas. No se tomarán fracciones de una cantidad de reducción de demanda ofertada.
* Los beneficios se determinan empleando la diferencia entre la multiplicación del precio de bolsa obtenido en el predespacho ideal sin las ofertas del Mecanismo RD y la demanda cubierta con compras en bolsa sin las ofertas del Mecanismo RD, y la multiplicación del precio de bolsa obtenido en el predespacho ideal con las ofertas del Mecanismo RD y la demanda cubierta con compras en bolsa considerando las ofertas del Mecanismo RD.

En la Ilustración 5 se muestra el beneficio, área azul, por la incorporación de las ofertas de reducción de demanda en el predespacho ideal.



Ilustración 5. Esquema de la determinación del beneficio por la incorporación de las ofertas de reducción de demanda en el predespacho ideal.

A partir de la gráfica, el beneficio corresponde a:

* El costo de activación del Mecanismo RD corresponde a la suma del producto de cada una de las ofertas en pesos por megavatios hora ($/MWh) por la cantidad en megavatios (MW) para la hora correspondiente.
1. La aceptación de las ofertas será informada en los mismos plazos de la programación del despacho de los recursos de generación.
2. Para agilizar el proceso de implementación, las ofertas de RD aceptadas se considerarán como una menor demanda en todos los despachos subsiguientes y no se considerarán redespachos de RD.
3. Durante la operación real, la RD despachada debe realizar la reducción de energía comprometida.
4. La verificación se realiza mediante la lectura horaria reportada al ASIC y la línea base de consumo calculada como se indica en el anexo 1 de la Resolución CREG 101 019 de 2022.

# Aspectos comerciales, de liquidación y traslado de costos

En cuanto a los aspectos comerciales, de liquidación y traslado de costos, se consideran los siguientes elementos:

1. Los usuarios son representados por un comercializador. Los costos de la representación corresponden a una negociación de voluntad privada entre estos.
2. Para la aplicación del mecanismo transitorio se utilizará las fronteras DDV como medio para registrar y verificar la reducción de demanda. Durante el registro se deberán cumplir los requisitos señalados en la Resolución CREG 101 019 de 2022 frente a la línea base de consumo.
3. Dos días después de la operación se verifica la reducción de energía y se liquida la remuneración.
4. En la factura de fin de mes del mercado, el ASIC reconoce el pago a quien representa al usuario incluyendo los incentivos ante incumplimientos.
5. El costo del programa RD se incluye como un delta adicional al precio de bolsa calculado con la energía cubierta mediante compras en bolsa.

# Verificación

Para la verificación de las reducciones ofertadas se empleará lo dispuesto en el anexo 2 de la Resolución CREG 101 019 de 2022 y los siguientes aspectos:

1. La cantidad de energía reducida es determinada por el ASIC, dos días después de la operación, como la diferencia entre la línea base de consumo y el valor registrado en el medidor horario. La validación se realizará en cantidades diarias y la cantidad verificada de desconexión será el mínimo entre la cantidad ofertada y la desconexión verificada.
2. Ante una diferencia entre la cantidad ofertada y la cantidad verificada se tiene el ASIC informará al Representante el valor del incentivo correspondiente a la desviación con fines pedagógicos.

El valor informado corresponderá a la diferencia, en valor absoluto, entre las cantidades, oferta y verificada, multiplicada por 1,3 veces el precio de la oferta.

1. La remuneración es calculada como el precio ofertado por la cantidad verificada.

# Indicadores

La propuesta considerar la necesidad de establecer una metodología cuantitativa que permita evaluar cantidades, beneficios y costos del mecanismo en la bolsa de energía del SIN. Los aspectos por considerar son entre otros:

* + - Evaluar el precio de bolsa diario y horario sin y con el despacho de la RD
		- Cuánto dinero se ahorró en la bolsa por el despacho de RD
		- Numero ofertas presentadas y energía equivalente
		- Numero ofertas despachadas y energía equivalente
		- Precios promedio de oferta de RD
		- Otras variables relevantes

Para lo anterior, se propone que el ASIC diseñe la metodología de cálculo, para que luego sea enviada al Comité de Expertos para su aprobación y publicación a través de Circular de la Dirección Ejecutiva.

# Implementar un programa para ofertar reducciones semanales de energía por parte de los usuarios no regulados

Dentro del proceso de comentarios se recibió la propuesta de establecer un mecanismo para que los usuarios presentaran ofertas de reducción semanal desde la semana previa a la operación. De manera general en la Ilustración 6 se presentan los plazos para la recepción de esas ofertas.

Otros elementos dentro del mecanismo son los siguientes:

1. El representante de un usuario o grupo de usuarios ofertarán una reducción de demanda en megavatios hora (MWh) para una semana completa desagregada a nivel diario, iniciando el lunes.

La oferta presentada será una reducción de cero o de un valor igual o superior a un (1) MW para cada día y de un precio único, expresado en pesos por megavatio hora ($/MWh), para toda la semana.

 

Ilustración 6. Esquema de la determinación del beneficio por la incorporación de las ofertas de reducción de demanda en el predespacho ideal.

1. El CND aceptará todas las ofertas cuyo precio sea inferior o igual al precio de reserva.
2. El CND podrá rechazar una oferta cuando esta afecte las condiciones de seguridad, calidad y confiabilidad en la prestación del servicio.
3. El precio de reserva será determinado por el Comité de Expertos de la CREG e informado mediante comunicación reservada y a través de un medio seguro al CND.
4. El costo del Mecanismo RD será incluido como un mayor valor en el costo total de restricciones del SIN y asignado por el ASIC a prorrata de la demanda comercial a los comercializadores.
5. En cuanto a la liquidación y facturación, registro de fronteras comerciales, costos de representación, verificación y requisitos de medición sería los mismo de la alternativa del numeral 5.2.

# Implementar un programa en dos etapas combinando las alternativas de los numerales 5.2 y 5.3

En línea con el objetivo planteado es posible combinar las alternativas de los numerales 5.2 y 5.3 para lograr una alternativa más ágil y que a su vez permita las adecuaciones que requiere el CND.

En ese orden de ideas la combinación implicaría en términos de implementación desarrollar dos etapas, así:

1. Etapa 1
* El ASIC y el CND establecerán los formatos, medios y procedimiento para recibir las ofertas e informa las ofertas aceptadas.
* Las primeras ofertas deberán remitirse el 8 de mayo al ASIC.
* La primera semana de operación del mecanismo es la que corresponde a la del 13 a 19 de mayo.
* El mecanismo opera hasta el 30 de junio.
1. Etapa 2
* El CND debe proponer los ajustes al predespacho ideal para determinar la RD despachada acorde con los beneficios estimados y los indicadores.
* Plazo hasta el 31 de mayo para las dos actividades.
* Los procedimientos serán informados vía circular de la Dirección Ejecutiva.
* 1 de julio inicia la aplicación de la segunda etapa hasta el 31 de octubre.
* ASIC y CND establecerá los formatos necesarios para su implementación

En consideración del objetivo planteado y la oportunidad para evaluar la implementación del mecanismo de respuesta de la demanda, la alternativa del numeral 5.4 permite un desarrollo más ágil, permitir la participación de diferentes tipos de usuarios y la adaptación de los diferentes grupos de interés.

# ANALISIS DE IMPACTO

# Primera etapa

En la primera etapa se considera que el traslado de los costos del programa se llevará al componente de restricciones teniendo en cuenta que el mecanismo busca apoyar el proceso de recuperación de los embalses lo que permite aumentar la confiabilidad del servicio de energía y en ese orden de ideas beneficia a los usuarios del SIN.

En la siguiente tabla se presenta una estimación general del impacto sobre las restricciones del sistema, considerando una cantidad de energía que sería reducida y un precio de reserva hipotético que va desde 900 $/kWh hasta 1150 $/kWh. En las celdas se muestra el caso extremo, es decir, que todas las ofertas son aceptadas al mismo valor, es decir, el valor de reserva.

Como se muestra, para una energía de 1,8 GWh día el impacto estimado para un valor de 1.150 $/kWh, cercano al 10 % adicional al Precio de Escasez de Activación, seria de 9 $/kWh adicionales en el mes de aplicación de la medida.



En la columna identificada como CRO, se muestra el valor del Costos de Racionamiento para el mes de abril, que nos permite comparar el impacto en las restricciones frente a no tener el suministro de energía.

# Segunda etapa

De acuerdo con la propuesta y dado que en ella se establece que las ofertas son aceptadas si los costos igualan o son inferiores a los beneficios, no se identifica un impacto económico adicional para la demanda en bolsa dado que los costos se cubren con los beneficios.

En el extremo, el delta de precios que se incluiría en el precio de bolsa haría que este fuese igual al que se obtendría en el predespacho ideal sin las ofertas, sin embargo, se podrían enlistar algunas externalidades positivas con el hecho de no emplear agua o combustible para atender la demanda, no se emitiría CO2, se reduce las transferencias de energía y las perdidas asociadas, etc.

# CONSULTA PÚBLICA

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su sesión 1310 del 18 de abril de 2024, aprobó someter a consulta pública el proyecto de resolución 701 041 de 2024 hasta las 12:00 pm del 19 de abril de 2024, en aplicación a lo dispuesto en el numeral 1 del artículo 34 de la Resolución 105 003 del 14 de septiembre de 2023, que permite publicar, excepcionalmente, en un término menor al tradicional, cuando se requiera tomar medidas urgentes para garantizar el abastecimiento del producto o la continuidad y confiabilidad del servicio.

En el plazo indicado se presentaron las siguientes comunicaciones de: Julia\_RD E2024005386; Celsia Colombia S.A. E.S.P E2024005388; XM S.A E.S.P E2024005390; Andesco E2024005392; Enel Colombia S.A. E.S.P E2024005397; Empresas Públicas de Medellín E.S.P E2024005399; Smarten E2024005404; Acolgen E2024005407 y E2024005414; Vatia S.A. E.S.P E2024005408; Air-e S.A.S. E.S.P E2024005409; Bia Energy S.A.S. E.S.P. E2024005410; Comité Asesor de Comercialización (CAC) E2024005411; Klik Energy E2024005412; Ser Colombia Asociación Energías Renovables E2024005413; Gecelca E2024005416; Tebsa E2024005421; Enertotal E2024005429; Andi E2024005433; Asoenergia E2024005435; Ecopetrol E2024005436 y Acce E2024005441.

Los principales comentarios se resumen y resuelven a continuación:

1. *Participantes: Permitir la participación de la autogeneración con excedentes de energía.*

En el marco del Fenómeno de El Niño la Comisión ha expedido varias medidas dentro de las cuales se busca facilitar la entrega de excedentes de energía por parte de los autogeneradores. En ese orden de ideas, el aporte de este tipo de usuarios se tiene previsto como una entrega de excedentes y no a través de las reducciones de demanda.

En todo caso, aquellos que no entregan excedentes podrían participar en los mecanismos propuestos.

1. *Oferta: Precisar si es una sola o múltiples ofertas por representante RD, reducir límite mínimo para participar y considerar la oferta como un portafolio.*

En este punto es importante señalar que la oferta es posible presentarla por cada usuario o por un grupo de usuarios, este aspecto se precisa en el texto de la resolución.

Por otro lado, la participación de usuarios con reducciones menores al límite propuesto es posible, siempre y cuando se agreguen. Es importante señalar que la medida no está directamente dirigida a usuarios regulados dado que se requiere que estos tengan telemedición horaria lo cual en la práctica solo una fracción pequeña tiene.

Ahora el concepto de portafolio para una oferta es una herramienta que permite balancear las desviaciones que pueden presentar usuarios principalmente pequeños que son agregados. Si bien, este concepto podría facilitar la participación de más usuarios mitigando el riesgo de desviaciones, se considera que podría ser analizado para un programa con vocación de permanencia y no en este, con aplicación en dos etapas y con duración de 6 meses.

1. *Beneficios: los beneficios estimados pueden ser mayores, incluir beneficios por menores restricciones y generación de seguridad.*

En cuanto a los beneficios, se incorpora una revisión al alza de estos que permitiría una mayor activación de la respuesta de la demanda. Ahora respecto a los beneficios por restricciones y generación de seguridad, es importante señalar que para poder cuantificarlos es necesaria una relación de causalidad entre la desconexión y la reducción de generación de seguridad.

En otras palabras, se debe analizar eléctricamente si una desconexión reduce la generación de seguridad, para lo cual se requiere un procedimiento y el reporte a nivel de barras de la subestación de la posible desconexión para poder adelantar el análisis se considera que este punto podría ser analizado para un programa con vocación de permanencia y no en este, con aplicación en dos etapas y con duración de 6 meses.

1. *Cálculo de Línea Base de Consumo: sin actualizar para las fronteras DDV, calcularla a nivel diario y horario, flexibilizar los errores máximos de la LBC.*

La aplicación del mecanismo es más preciso si la línea base de consumo es más reciente. Por otro lado, el procedimiento de cálculo definido en la Resolución CREG 101 019 de 2022 no es complejo por lo que realizar la actualización no conlleva un impacto relevante.

En cuanto a su cálculo horario o diario, debido a que la verificación es diaria no se requiere su estimación horaria.

Frente a los errores máximos, si bien ampliar el error podría ser un incentivo a tener una mayor participación de usuarios, estos tendrían una mayor variabilidad y dado que se propone no incluir incentivos por desviaciones, ampliar los limites no parece razonable.

1. *Verificación: especificar si era diaria u horaria, no incluir incentivo por desviaciones y corregir la señal de ofertas altas del incentivo.*

En el texto de la resolución se precisa que la verificación es horaria, así como que no se incluirán incentivos por desviaciones, aunque si se estimaran para efectos pedagógicos de los usuarios.

Por otro lado, el valor de referencia para el incentivo se ajusta para dejarlo únicamente en función de la oferta e incrementarlo en un 30%, con esto se elimina el efecto de aumentar la oferta para disminuir la valoración de la desviación.

1. *Remuneración: especificar el mecanismo de recaudo, que no se incluya en restricciones y que no remuneren desconexiones adicionales a la oferta.*

Si bien, en el documento soporte se indica que el costo del mecanismo se recaudará vía restricciones en el cuerpo de la resolución dicha regla no fue expresa. Se incluye en el texto final de la resolución para la primera etapa del mecanismo.

1. *Implementación: El plazo es muy corto y el procedimiento que desarrolle el CND sea consultado.*

Considerando las dos etapas propuestas, la baja complejidad de la primera y el plazo de implementación de la segunda, se atiende el comentario presentado.

En cuanto a la publicación para comentarios de los agentes del procedimiento que tiene que desarrollar el CND, esto deberá ser evaluado por estos considerando los plazos otorgados en la regulación.

1. *Vigencia: Que sea permanente y no transitorio.*

En este punto, si bien la Comisión ha venido trabajando en la propuesta de un mecanismo con vocación de permanencia y que remplace a la regulación de la RD Critica en línea con la hoja de ruta para el desarrollo de la RD, el nuevo mecanismo permite el aprendizaje de todos los grupos de interés en la participación activa de la demanda en un horizonte de tiempo de terminado, etapa que será evaluada por la Comisión, como elemento de juicio determinante, en la construcción de un mecanismo permanente.

# ABOGACÍA DE LA COMPETENCIA

A partir de lo dispuesto en el artículo 2.2.2.30.4 del Decreto [1074](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/decreto_1074_2015.htm#INICIO) de 2015, “por el cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector de Industria y Comercio”, para el presente proyecto, la Comisión decidió por unanimidad no informar a la Superintendencia de Industria y Comercio el proyecto regulatorio, por configurarse la condición descrita en su numeral 1.2 “Garantizar la seguridad en el suministro de un bien o servicio público esencial, sea o no domiciliario”, debido a la existencia de razones climáticas que se encuentran por fuera de los escenarios proyectados para el periodo de baja hidrología.

Se reitera lo señalado en el presente documento, sobre la predicción climática y recomendación sectorial del IDEAM de diciembre de 2023, donde señala que Colombia está experimentando 3 ondas tropicales, a la par que experimentó dos tormentas tropicales (Philipe y Rina). Es decir, que además de las anomalías presentadas en la Temperatura Superficial del Mar (TSM), como consecuencia del fenómeno del Niño (ENSO[[4]](#footnote-5)), se presentaron anomalías derivadas del ramal de la Zona de Confluencia Intertropical (ZCIT) en el Pacífico y una perturbación tropical intraestacional sobre el territorio nacional como resultado del fenómeno de Oscilación de Madden y Julian (MJO, por sus siglas en inglés) en su fase subsidente, lo que ha favorecido una reducción de las precipitaciones en la mayor parte del territorio, presentando lluvias dentro de la categoría de MUY DEBAJO DE LO NORMAL en los departamentos de Antioquia, Boyacá, Huila, Arauca, Caquetá y Guaviare; y POR DEBAJO DE LO NORMAL en la región Andina, el sur de la región Pacífica y la isla de Providencia.

Asimismo, se resalta lo señalado en este boletín del IDEAM, que pronosticó lluvias en la categoría NORMAL y POR DEBAJO de lo normal para los meses de noviembre y diciembre de 2023 mientras que en enero pronosticó que en el territorio nacional se esperarían lluvias en la categoría POR ENCIMA de lo normal.

“La categoría por debajo lo normal se estima en el sur de Chocó con probabilidades que oscilan generalmente entre el 40% y 50%. La categoría por encima de lo normal se concentraría en la mayor parte de las regiones Caribe y Orinoquía, así como en el norte de la región Andina con probabilidades entre el 40% y 60%.

El comportamiento normal dominaría áreas restantes”[[5]](#footnote-6).

No obstante, la Oficina Nacional de Administración Oceánica y Atmosférica (NOAA, por sus siglas en inglés) en su boletín más reciente[[6]](#footnote-7) reveló una ruptura en la fase de convección tropical o una convergencia anómala (desfavorable para las precipitaciones) en especialmente sobre las américas y el atlántico, afectando a Colombia.

Es decir que, la conjunción de los fenómenos descritos anteriormente, y en particular la prolongación de la fase desfavorable para las precipitaciones por efecto del MJO, produjeron un escenario climatológico imprevisible que ha afectado el nivel de los embalses, haciendo que se encuentren en su valor mínimo interanual desde el 8 de abril hasta encontrarse 9 puntos porcentuales por debajo del valor interanual mínimo de los últimos 24 años el 16 de abril de 2024, *“Ilustración 3. Evolución del embalse agregado para la estación seca – Diciembre 2023 a Abril 2024*”.

Así mismo, como se presentó en el numeral 2 del presente documento, el porcentaje de aportes hídricos del país alcanzaron su valor mínimo histórico intranual en marzo de 2024 con aportes hídricos de 45,42%, ubicándose 61,21 puntos porcentuales por debajo del promedio intranual (106,63%), tomando como referencia histórica los valores anuales desde 1982 a 2024.

Por lo expuesto, las condiciones climáticas actuales, que afectan las condiciones de los embalses y, en consecuencia, las condiciones de prestación del servicio de energía eléctrica, permiten utilizar la causal invocada.

1. Respuesta de la demanda en el sistema interconectado nacional – hoja de ruta [↑](#footnote-ref-2)
2. El valor para el mes de abril considera el reporte parcial hasta el día 28. [↑](#footnote-ref-3)
3. Comunicado Especial No. 58 del 03 de noviembre de 2023. Declaratoria oficial con base en el ONI (media móvil trimestral centrada) [↑](#footnote-ref-4)
4. Comunicado Especial No. 58 del 03 de noviembre de 2023. Declaratoria oficial con base en el ONI (media móvil trimestral centrada) [↑](#footnote-ref-5)
5. Boletín de predicción climática y recomendación sectorial del IDEAM - diciembre de 2023: <http://www.ideam.gov.co/documents/21021/125477056/11_Bolet%C3%ADn_Predicci%C3%B3n_Clim%C3%A1tica_Noviembre_2023.pdf/78e1220d-936d-4479-a598-f45cbed9bcb0?version=1.0> Página 11. [↑](#footnote-ref-6)
6. Madden-Julian Oscillation: Recent Evolution, Current Status and Predictions – 14 de abril de 2024 <https://www.cpc.ncep.noaa.gov/products/precip/CWlink/MJO/mjoupdate.pdf> [↑](#footnote-ref-7)