

MEDIDAS TRANSITORIAS PARA EL CÁLCULO Y EL PAGO DE DESVIACIONES DE LAS PLANTAS VARIABLES

**DOCUMENTO CREG-901 102**

**24 de junio de 2024**

|  |
| --- |
| **CIRCULACIÓN:** |
| **MIEMBROS DE LA COMISIÓN DE** |
| **REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS Arial 12, negrilla, en tabla con líneas ocultas.** |

**Contenido**

[1. ANTECEDENTES E INFORMACIÓN GENERAL 3](#_Toc169851480)

[2. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA 4](#_Toc169851481)

[2.1 Situación actual 4](#_Toc169851482)

[2.2 Propuestas recibidas 9](#_Toc169851483)

[2.2.1 Propuesta 1. Modificar las reglas de despacho y redespacho y las fórmulas de pagos 9](#_Toc169851484)

[2.2.2 Propuesta 2: Definir curvas transitorias de despacho y redespacho para el primer año de operación comercial y definir curvas definitivas a partir del segundo año de operación comercial. 9](#_Toc169851485)

[2.2.3 Propuesta 3. Utilizar mecanismos existentes como el AGC para cubrir las desviaciones 11](#_Toc169851486)

[3. OBJETIVOS 12](#_Toc169851487)

[4. ALTERNATIVAS 12](#_Toc169851488)

[4.1 Alternativa 1: No realizar cambios 12](#_Toc169851489)

[4.2 Alternativa 2: modificar la fórmula de pago horario por desviaciones en el despacho y el redespacho 12](#_Toc169851490)

[4.3 Alternativa 3: modificar la decisión de pago horario entre el despacho y el redespacho 13](#_Toc169851491)

[4.4 Alternativa 4: modificar la fórmula de pago horario por desviaciones en el despacho y el redespacho y la fórmula para determinar las cantidades máximas de desviación para plantas entre cero y dos meses de operación comercial 13](#_Toc169851492)

[4.5 Alternativa 5. Marcha blanca. Extender el período de no pago de desviaciones para las plantas variables 13](#_Toc169851493)

[4.6 Propuesta 14](#_Toc169851494)

[5. ANALISIS DE IMPACTO 14](#_Toc169851495)

[6. CONSULTA PÚBLICA 18](#_Toc169851496)

# ANTECEDENTES E INFORMACIÓN GENERAL

El tratamiento de las desviaciones del programa de generación en el Mercado Mayorista de Energía se definió en la Resolución CREG 024 de 1995.

Posteriormente, la Resolución CREG 060 de 2019 modificó dicha disposición, incluyendo el tratamiento de las desviaciones para las plantas de generación variable (plantas solares, eólicas y filo de agua despachadas centralmente), que puede resumirse con la siguiente figura:



 Ilustración 1. Regla de desviaciones Resolución CREG 060 de 2019

Esta regla funciona de la siguiente forma:

1. Se determina la desviación diaria de la Regla 1 asociada al despacho programado, como el valor absoluto de la diferencia de su primer despacho (Gpg) y su generación real (Greal) diaria, sobre su primer despacho (Gpg). Se obtiene un valor de desviación que es el que aplicaría como primera referencia a nivel horario.
2. Se determina la desviación diaria de la Regla 2 asociada al redespacho, como el valor absoluto de la diferencia de su despacho programado o redespacho (Grdp) diario, y su generación real (Greal) diaria, sobre su despacho programado o redespacho (Grdp). Se obtiene un valor de desviación que es el que aplicaría como segunda referencia a nivel horario.
3. Se realiza el proceso de cálculo del pago por desviaciones con ambas reglas de forma independiente y se selecciona el valor a pagar como aquel que de mayor valor.

Con motivo de las condiciones de embalse y aportes por debajo del promedio histórico, la Resolución CREG 101 040 de 2024[[1]](#footnote-1) estableció medidas transitorias para aumentar la oferta de energía ante el Fenómeno del Niño de las plantas de generación variables. Una de las medidas fue la no aplicación de desviaciones del programa de generación, “*es decir, su desviación diaria y horaria será de cero indistintamente de los valores que se presenten en su programa de generación, programa de redespacho y generación real*”. Asimismo, el artículo 2 de la citada resolución menciona las reglas para liquidar esas desviaciones. Finalmente, el artículo 4 menciona que dichas disposiciones aplican hasta el 30 de junio de 2024.

# DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

## Situación actual

Aunque las condiciones de los embalses y aportes están en recuperación, la oferta de energía de las plantas de generación variable (fotovoltaicas, eólicas y filo de agua) contribuyen en la diversificación de la matriz de generación, así como para la disminución de las emisiones del Sistema Interconectado Nacional.

A partir de reuniones y comunicaciones recibidas de parte del operador del sistema, XM y de los agentes que desarrollan, operan o financian proyectos de plantas solares fotovoltaicas, se ha resaltado el impacto de las desviaciones y su pago correspondiente establecido en la Resolución CREG 060 de 2019.

Los agentes mencionan los siguientes problemas asociados con la actual fórmula de desviaciones y su pago:

* La metodología para el cálculo de desviaciones y su respectivo pago se construyó a partir de experiencias internacionales. Sin embargo, a pesar de contar con software de pronóstico usado con éxito en regiones como Europa, las condiciones océano atmosféricas de Colombia hacen que los modelos deban ser adaptados a las condiciones locales para mejorar sus predicciones. Por este motivo, se debe revisar la metodología de desviaciones, teniendo en cuenta los datos disponibles de las experiencias locales, conservando los objetivos de la Resolución CREG 060 de 2019: i) mantener el incentivo a realizar pronósticos de generación ajustados, garantizando la seguridad y la eficiencia en la operación del sistema; ii) dar flexibilidad a los pronósticos de recursos de generación variable sin capacidad de regulación y iii) aportar señales para la migración del mercado de corto plazo al mercado intradiario.
* Ante las desviaciones de pronóstico de los modelos y, como consecuencia de la regla de pago vigente, algunos agentes prefieren “pronosticar” el precio que margine en la bolsa aunque sea mucho mayor que sus costos de producción, por lo que, en ocasiones de escasez de oferta de energía, pueden no salir despachadas o si salen despachadas pueden aumentar los costos marginales que perciben los usuarios finales.

Ilustración 2. Precios diarios energía ($/kWh). Construcción propia con datos de XM

* Los pagos por desviaciones pueden afectar la financiación de las plantas variables. A partir de datos de XM para plantas solares despachadas centralmente y, asumiendo que durante los meses de abril y mayo de 2024 se hubiesen aplicado las reglas de desviaciones de la Resolución CREG 060 de 2019, las plantas solares 1 y 2 tendrían pagos por desviaciones entre 93 y 145 $/kWh. Adicionalmente, a continuación se presenta cuánto representa el pago por desviaciones (PD) respecto de los potenciales ingresos que pudiese recibir una planta si el valor al que vende su energía es el precio de bolsa (PB), su precio de oferta (PO) o el precio de contratos de la subasta de largo plazo (PCSL) de 2021 (indexada con el IPC a pesos de diciembre de 2023).

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Relación entre PD y pago a planta con PB | Relación entre PD y pago a planta con PO | Relación entre PD y pago a planta con PCSL |
| Solar 1 | Solar 2 | Solar 1 | Solar 2 | Solar 1 | Solar 2 |
| 16% | 29% | 26% | 163% | 39% | 71% |

Tabla 1. Relación entre los pagos por desviaciones y los pagos recibidos por generación

* Se recibieron propuestas respecto de los máximos niveles de tolerancia para las desviaciones presentadas en la Resolución CREG 060 de 2019. Sin embargo, se analizaron los datos de las plantas que se despacharon centralmente durante el período abril mayo y, se encontró que para la planta Solar 2 más del 50% de la energía generada presentó desviaciones menores al 15% respecto al despacho y más del 70% de la energía diaria generada presentó desviaciones menores al 8% respecto al redespacho como se muestra a continuación:

Ilustración 3. Desviaciones diarias planta Solar 2

* Plantas que en la actualidad se encuentran en período de pruebas presentan amplias desviaciones de sus pronósticos diarios y horarios utilizando diferentes modelos de pronóstico como se presenta a continuación

Ilustración 4. Desviaciones generación real frente a modelos de pronóstico planta Solar 3

Ilustración 5. Desviaciones generación real frente a modelos de pronóstico planta Solar 4

* Actualmente el sistema cuenta con cuatro plantas variables despachadas centralmente que representan alrededor de 350 MW. Sin embargo, hay alrededor de 1GW de capacidad en pruebas, por lo que se considera importante mantener una señal de desviaciones que disminuya el impacto para el sistema como para las plantas variables.
* Se está desarrollando un estudio para determinar, entre otros:
	+ Experiencias internacionales frente a la cantidad y pago por las desviaciones.
	+ Presentar alternativas a la fórmula de estimación de la curva de desviaciones.
	+ Alternativas de fórmula de pago.

## Propuestas recibidas

Se recibieron múltiples comunicaciones en las que se plantearon las situaciones descritas en el numeral 2.1, que se resumen a continuación:

### Propuesta 1. Modificar las reglas de despacho y redespacho y las fórmulas de pagos



Ilustración 6. Propuesta 1: Cambio en cantidades

En esta primera propuesta se plantea el desplazamiento de la curva de desviaciones a la derecha tanto en el despacho como en el redespacho. En el primer caso, la tolerancia de desviación diaria máxima permitida pasa del 15% al 20% y en el redespacho pasa del 8% al 15%.

Con respecto a los pagos por las desviaciones, se propone que la diferencia en valor absoluto sea entre el precio de oferta y el mínimo entre el precio de bolsa y dos (2) veces el valor del CERE.

$$P\_{D o RD}=|P\_{oferta}-min\left(P\_{B};2XCERE\right)|\*|G\_{real}-G\_{D o RD}|$$

### Propuesta 2: Definir curvas transitorias de despacho y redespacho para el primer año de operación comercial y definir curvas definitivas a partir del segundo año de operación comercial.



Ilustración 7. Propuesta 2: Regla de despacho



Ilustración 8. Propuesta 2: Regla de redespacho

En esta propuesta se plantea el desplazamiento de la curva de desviaciones tanto diarias como horarias para el despacho y el redespacho. En el primer caso, se propone que, para el primer año de operación comercial se establezca una curva de transición en la que la tolerancia de desviación máxima diaria sin pago sea 30% y que los pagos por desviación horaria varíen entre tolerancias del 20% al 10%. Para el segundo año de operación comercial en adelante se establece una curva definitiva en la que la tolerancia de desviación máxima diaria sin pago sea 15% y que los pagos por desviación horaria varíen entre tolerancias del 15% al 8%. (Ilustración 7).

En el segundo caso, se propone que para el primer año de operación comercial se establezca una curva de transición en la que la tolerancia de desviación máxima diaria sin pago sea 15% y que los pagos por desviación horaria varíen entre tolerancias del 20% al 10%. Para el segundo año de operación comercial en adelante se establece una curva definitiva en la que la tolerancia de desviación máxima diaria sin pago sea 12% y que los pagos por desviación horaria varíen entre tolerancias del 15% al 8% (Ilustración 8).

Con respecto a los pagos por las desviaciones, se propone reemplazar la diferencia en valor absoluto entre el precio de oferta y el precio de bolsa por el mínimo entre el precio de bolsa y dos (2) veces el CERE. Además, propone que la fórmula de pago no sea el máximo entre el pago del despacho y el del redespacho, sino que sea el mínimo.

$$P\_{D o RD}=min\left(P\_{B};2XCERE\right)\*|G\_{real}-G\_{D o RD}|$$

$$P\_{final}=min\left(P\_{D};P\_{RD}\right)$$

### Propuesta 3. Utilizar mecanismos existentes como el AGC para cubrir las desviaciones

Como no todas las desviaciones producen sobrecostos, se pueden utilizar los mecanismos existentes como el AGC para cubrirlas. Para ello se propone que se utilicen bandas de tolerancia horaria informadas por el sistema, con respecto a las bandas de regulación primaria y secundaria, a partir de las cuales se puedan estimar las desviaciones del sistema y se pueda castigar a las plantas que contribuyeron a esa desviación. Lo anterior, porque eventualmente se pueden presentar situaciones en que el efecto de las desviaciones de algunas plantas “contrarresten” afectaciones al SIN.



Ilustración 9. Desviaciones de dos plantas solares y efecto total sobre el sistema

Con respecto al pago se propone que el pago total por desviaciones sea el valor mínimo entre la diferencia entre los costos operativos reales de generación y los costos operativos de acuerdo con la disponibilidad inicial de las plantas y el producto entre la suma de las desviaciones en energía que incidieron en la desviación por encima de las bandas de tolerancia y el valor del CERE.

$$Pen\_{h}^{Tot}=min\left(C\_{h}^{real}-C\_{h}^{DI},\sum\_{j\in G\_{h}^{\*}}^{}desv\_{j,h}\*CERE\right)$$

Donde:

$Pen\_{h}^{Tot}$: Valor de pago total por desviaciones del sistema hora h.

$C\_{h}^{real}$: Costos operativos del sistema de acuerdo con la generación real de las plantas con generación variable

$C\_{h}^{DI}$: Costos operativos del sistema de acuerdo con la disponibilidad inicial de las plantas con generación variable.

$desv\_{j,h}$: Desviación de la planta j en la hora h.

$CERE$: Costo Equivalente Real de Energía.

El pago que debe realizar cada planta que contribuyó en la desviación se determina ponderando su participación dentro de la desviación total del sistema.

# OBJETIVOS

Se busca determinar una medida transitoria para determinar las desviaciones máximas permitidas a las plantas variables y cuantificar su valor en pesos sin impactar su viabilidad financiera.

# ALTERNATIVAS

Las alternativas planteadas son las siguientes.

## Alternativa 1: No realizar cambios

Mantener la reglamentación vigente, no permite contribuir en la solución del problema que se ha identificado. Se mantiene tanto la fórmula para estimar las cantidades máximas permitidas de desviación como la fórmula de pago horario por desviaciones en el despacho y el redespacho y la decisión de pago horario entre el despacho y el despacho:

1. $|P\_{Oferta}-P\_{Bolsa}|,max\left(Pago\_{Despacho},Pago\_{Redespacho}\right)$

## Alternativa 2: modificar la fórmula de pago horario por desviaciones en el despacho y el redespacho

Para esta alternativa se mantiene la fórmula para estimar las cantidades máximas y se tienen 2 posibles cambios en la fórmula de pago horario que se pueden combinar con la decisión de pago horario de la alternativa actual:

1. $|P\_{Oferta}-min\left(P\_{Bolsa},3XCERE\right)|$
2. $min\left(P\_{Bolsa},3XCERE\right)$

## Alternativa 3: modificar la decisión de pago horario entre el despacho y el redespacho

Esta alternativa mantiene la fórmula para estimar las cantidades máximas de desviación y tiene 1 posible cambio que se puede combinar con los cambios de la alternativa 2:

1. $min\left(Pago\_{Despacho},Pago\_{Redespacho}\right)$

## Alternativa 4: modificar la fórmula de pago horario por desviaciones en el despacho y el redespacho y la fórmula para determinar las cantidades máximas de desviación para plantas entre cero y dos meses de operación comercial

Para esta alternativa se propone cambiar los límites máximos de desviación diaria frente al despacho durante los dos primeros meses en que las plantas variables entren en operación comercial y se tienen 2 posibles cambios en la fórmula de pago horario que se pueden combinar con la decisión de pago horario de la alternativa actual (mismas opciones alternativa 2). Para las plantas restantes se mantiene la decisión de despacho de la Resolución CREG 060 de 2019.



Ilustración 10. Curvas de desviación para plantas variables dentro de sus dos primeros meses de operación comercial

## Alternativa 5. Marcha blanca. Extender el período de no pago de desviaciones para las plantas variables

En esta alternativa se propone extender por un período de tres (3) meses el no pago de desviaciones para las plantas variables, mientras se finaliza el estudio mencionado en el numeral 2.1 y la Comisión analiza la implementación de una variación en la fórmula de cálculo de las desviaciones y su pago correspondiente entre las alternativas planteadas por el estudio y las presentadas en esta sección que disminuya el impacto de las desviaciones tanto para el sistema como para los agentes.

## Propuesta

Teniendo en cuenta la situación actual de las plantas variables, en particular las solares fotovoltaicas, en cuanto a sus pronósticos de generación y al impacto en sus finanzas por el pago asociado por sus desviaciones establecido en la Resolución CREG 060 de 2019, se recomienda seguir por tres (3) meses más con la medida transitoria de no pago de desviaciones. Lo anterior aplica mientras se tienen los resultados del estudio para analizar las desviaciones en el programa de generación de las plantas variables y las posibles alternativas de tolerancias máximas de desviación diaria u horaria en cuanto a las cantidades de generación de energía programada frente a la generación real, así como las alternativas de pago por esas desviaciones. Con estos resultados y con las alternativas propuestas en la sección 4, la Comisión contará con más elementos de juicio para proponer la variación de las cantidades permitidas de desviación de las plantas así como su pago asociado.

A la espera de los resultados del estudio y, si pasados los tres (3) meses no se cuenta con la propuesta definitiva, se recomienda usar la alternativa 2.a. Uno de los objetivos planteados es que las plantas tengan el mejor pronóstico posible tanto para el despacho como para el redespacho. En este sentido, la fórmula de pago de la alternativa 2.a. busca que los agentes oferten un precio cercano a sus costos de producción marginal y que no se vean castigados cuando la bolsa presenta precios altos como durante un fenómeno de El Niño. Se compara el precio de bolsa con el valor de tres (3) veces el CERE porque este es un valor cercano al percentil 50 histórico del precio de bolsa. Asimismo, al dejar la decisión de pago horario definida en la Resolución CREG 060 de 2019, se busca asegurar que los agentes realicen buenos pronósticos en las dos etapas de evaluación.

Adicionalmente, para incentivar el aumento del parque de generación, se recomienda hacer uso de la alternativa 4, para que las plantas variables que entren en operación comercial tengan la oportunidad, durante de dos (2) meses, de continuar ajustando sus pronósticos de despacho.

Las medidas propuestas en el presente documento estarán vigentes de manera transitoria en cuanto se tengan resultados del estudio y se analice su ámbito de aplicación.

# ANALISIS DE IMPACTO

El impacto de la alternativa 5 se estima cualitativamente de la siguiente forma:

1. El Control Automático de Generación o AGC se encarga de balancear la generación y la demanda del sistema, esto utilizando la reserva de regulación secundaria de frecuencia (o reserva de AGC). Y las desviaciones autorizadas ayudan a recuperar el margen de regulación secundaria del sistema.

Es así como, al permitir desviaciones del programa de generación, probablemente se aumentaría la reserva de regulación secundaria de frecuencia de que trata la Resolución CREG 025 de 1995, 064 de 2000 y 027 de 2016, pues debe tenerse un balance entre generación y demanda en todo momento, lo cual sería perturbado a medida que se tengan más desviaciones.

Ahora bien, la Resolución CREG 027 de 2016 indica que la reserva o holgura para regulación secundaria de frecuencia lo determina el CND. XM SA ESP genera un informe anual de dicho programa de reserva y su actualización. El más actual se encuentra en el siguiente enlace:

<https://www.xm.com.co/operaci%C3%B3n/planeaci%C3%B3n/planeaci%C3%B3n-controles/par%C3%A1metros-requeridos-para-la-regulaci%C3%B3n-secundaria-de-frecuencia>

De allí se observa que la reserva de AGC se calcula con el histórico de desviaciones del programa de generación; no obstante, dado que la propuesta aplica hacia adelante, se cuenta con pocos datos históricos y no se conoce con certeza el valor de las desviaciones que podrían presentarse con la permisividad propuesta. Esto dependería del recurso de generación (agua, irradiación, viento, etc) que se tenga disponible y del comportamiento del agente.

Actualmente la reserva de AGC publicada en el informe de CND, es de 300 MW mínimo en una hora y máximo 397:



Ilustración 11. Reserva de AGC. Fuente:

<https://www.xm.com.co/operaci%C3%B3n/planeaci%C3%B3n/planeaci%C3%B3n-controles/par%C3%A1metros-requeridos-para-la-regulaci%C3%B3n-secundaria-de-frecuencia>

Otro efecto de que se incremente la reserva de AGC es que conforme la Resolución CREG 63 de 2000[[2]](#footnote-2), para cada agente y para cada enlace internacional, se totalizan los costos horarios de reconciliación positiva[[3]](#footnote-3) (Resolución CREG 034 de 2001) y la asignación de los costos de prestación del servicio de regulación secundaria de frecuencia (AGC). Luego, los costos horarios de reconciliación negativa[[4]](#footnote-4) se asignan entre dichos agentes y los enlaces internacionales, en proporción al total de costos que se les haya asignado por concepto de reconciliación positiva y de AGC.

Lo anterior significa que, si los costos de AGC son grandes, los alivios de la reconciliación negativa son en menor proporción para la reconciliación positiva, generando un incremento de las restricciones. Es decir, el efecto en las restricciones es indirecto.

Finalmente, si la reserva de AGC se aumenta, puede aumentar las ofertas de los generadores lo cual puede derivar en un efecto del precio de bolsa. Esto es derivado de que la asignación de los costos horarios por concepto de AGC se realiza entre los generadores despachados centralmente.

1. Al permitir desviarse del programa de generación de la Res. CREG 060 de 2019, se recaudaría un menor valor para el alivio del componente de restricciones.

De los informes mensuales de XM SA ESP[[5]](#footnote-5) se tendría que el alivio desviaciones que se dejaría de percibir debido a la Resolución CREG 060 de 2019 tendría un menor valor. Para los meses de enero y febrero de 2024 son del orden de -0,0047 COP/kWh y -0,0183 COP/kWh.

Actualmente se tienen dos plantas despachadas centralmente solares que les aplicaría esta medida: el Paso Solar (68 MW) y Portón Del Sol (102 MW).

No se cuenta con plantas eólicas despachadas centralmente que les aplique la medida.

Finalmente, las plantas filo de agua que les aplicaría la medida son las siguientes:

|  |  |
| --- | --- |
| **Plantas filo de agua** | **Capacidad Efectiva Neta** |
| Carlos lleras | 78 MW |
| Amoya la esperanza | 80 MW |
| Cucuana | 56 MW |
| Dario Valencia Samper | 150 MW |
| Escuela de Minas | 55 MW |
| Esmeralda | 30 MW |
| Salto II | 35 MW |
| San Francisco | 135 MW |
| San Miguel | 50 MW |

Fuente: <https://paratec.xm.com.co/paratec/SitePages/generacion.aspx?q=capacidad>

Con respecto a los impactos de las otras alternativas propuestas, el análisis se presenta a continuación:

Se analizó de manera cuantitativa el impacto de cada una de las alternativas en cuanto al impacto del pago de desviaciones respecto de los ingresos de las plantas en bolsa. La elección de la alternativa 2.a se hace con base en el comportamiento de las plantas solares despachadas centralmente. Para esta alternativa, el pago disminuye para la planta que ofertó un precio cercano a sus costos variables, mientras que para la planta que ofertó valores cercanos al precio de bolsa esta alternativa le resultaría más costosa. La alternativa 2.a incentiva hacer un buen pronóstico de cantidades y el despacho de la planta en la base de la oferta de generación.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Descripción | Relación entre desviaciones y pago a planta con PB | Relación abril entre desviaciones y pago a planta con PB | Relación mayo entre desviaciones y pago a planta con PB |
| Solar 1 | Solar 2 | Solar 1 | Solar 2 | Solar 1 | Solar 2 |
| Alternativa 1: |Poferta-Pbolsa| y max(PagoD,PagoRD) | 16% | 29% | 14% | 30% | 31% | 25% |
| Alternativa 2.a: |Poferta-min(Pbolsa,3XCERE| y max(PagoD,PagoRD) | 27% | 7% | 34% | 5% | 21% | 14% |
| Alternativa 2.b: min(Pbolsa,3XCERE) y max(PagoD,PagoRD) | 20% | 13% | 20% | 1% | 15% | 4% |
| Alternativa 3.a: |Poferta-min(Pbolsa,3XCERE)| y min(PagoD,Pago RD) | 17% | 2% | 7% | 6% | 23% | 6% |
| Alternativa 3.b:min(Pbolsa,3XCERE) y min(PagoD,Pago RD) | 13% | 3% | 17% | 9% | 38% | 23% |
| Alternativa 3.c: |Poferta-Pbolsa| y min(PagoD,Pago RD) | 10% | 6% | 10% | 2% | 29% | 7% |
| Alternativa 4: Desviaciones diarias hasta 20%\*\*\*|Poferta-min(Pbolsa,3XCERE| y max(PagoD,PagoRD) | 23% | 6% | 27% | 4% | 14% | 14% |

Tabla 2. Variaciones entre la participación de los pagos de las desviaciones frente a los ingresos por generación de las plantas para las alternativas planteadas (\*\*\*Para plantas dentro de sus dos primeros meses de operación comercial)

Adicionalmente, observando el comportamiento de las plantas solares 3 y 4 que no han entrado en operación comercial, se aprecia que, al establecer como tolerancia 20%, con la mayoría de los modelos pueden alcanzar hasta un 40% de los pronósticos sin un pago relacionado para el despacho e ir mejorando sus pronósticos durante los dos primeros meses.Asimismo, en la tabla 2 se aprecia que la planta Solar 1 iguala el desempeño de la planta Solar 1 presentado en mayo como consecuencia de la aplicación de la medida de cantidades. Lo anterior, asumiendo que las dos plantas estaban dentro de sus dos primeros meses de operación comercial.

# CONSULTA PÚBLICA

Teniendo en cuenta la finalización del período de transición planteado en la Resolución CREG 101 040 de 2024, se recomienda que el proyecto de resolución que contiene la alternativa 2 se publique para consulta de los agentes y terceros interesados por un período de 3 días calendario.

En conclusión, la alternativa podría contribuir con los objetivos de: i) mantener el incentivo a realizar pronósticos de generación ajustados, garantizando la seguridad y la eficiencia en la operación del sistema; ii) dar flexibilidad a los pronósticos de recursos de generación variable sin capacidad de regulación y iii) aportar señales para la migración del mercado de corto plazo al mercado intradiario. De la misma manera, la alternativa seleccionada contribuye a que no se vea afectada la financiación de los proyectos de plantas variables.

1. Resolución CREG 101 040 de 2024. En línea:

<https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/originales/Resoluci%C3%B3n_CREG_101_%20040_2024/> [↑](#footnote-ref-1)
2. Por la cual se establecen los criterios para la asignación entre los agentes del SIN de los costos asociados con las Generaciones de Seguridad y se modifican las disposiciones vigentes en materia de Reconciliaciones, como parte del Reglamento de Operación del SIN. [↑](#footnote-ref-2)
3. Cuando la generación real es superior al despacho ideal. [↑](#footnote-ref-3)
4. Articulo 3 Resolución CREG 034 de 2001. El precio de Reconciliación Negativa corresponde al valor a devolver por el agente generador cuya generación ideal es superior a su generación real. [↑](#footnote-ref-4)
5. [Páginas - Informe Mensuales de Análisis del Mercado (xm.com.co)](https://sinergox.xm.com.co/infms/Paginas/Informe-mensules-de-analisis-del-mercado.aspx?RootFolder=%2Finfms%2FInformes%20Mensuales%2F2024&FolderCTID=0x012000C6B40FAEE443284C93541A299035CDAF&View=%7B2F6EFE74%2D3DEB%2D4A58%2D96C8%2D157223B1A373%7D)

[04\_Informe\_Restricciones\_02\_2024.pdf (xm.com.co)](https://sinergox.xm.com.co/infms/_layouts/15/WopiFrame.aspx?sourcedoc=%7b7A3A9479-5B7E-4221-881A-7DBED9B18FEA%7d&file=04_Informe_Restricciones_02_2024.pdf&action=default) [↑](#footnote-ref-5)