



**Comisión de Regulación
de Energía y Gas**

VERIFICACIÓN ANUAL DE LA ENERGÍA FIRME DE PLANTAS DE GENERACIÓN

**(Análisis de comentarios
Resolución CREG 021 de 2020)**

**DOCUMENTO CREG-099
19-06-2020**

**MIEMBROS DE LA COMISIÓN DE
REGULACIÓN DE ENERGÍA Y
GAS**

Contenido

1. ANTECEDENTES	26
2. INFORMACIÓN GENERAL.....	27
3. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA.....	28
3.1 Causas.....	28
3.2 Consecuencias	28
3.3 Problema.....	29
4. OBJETIVOS	29
5. ALTERNATIVAS	29
5.1 Alternativa 1. Mantener las reglas actuales	29
5.2 Alternativa 2. Verificación periódica de Enficc	31
6. CONSULTA PÚBLICA	32
7. ANÁLISIS DE IMPACTOS	35
8. ÍNDICADORES DE SEGUIMIENTO	36
9. CONCLUSIONES	36
ANEXO 1: MATRIZ DE COMENTARIOS.....	38
ANEXO 2: FORMULACION COMPETENCIA SIC	44

Ilustraciones y Tablas

Ilustración 1. Histórico de datos para el cálculo de IHF. Resolución CREG 071 de 2006	30
Ilustración 2. Diferencia entre OEF 202-2021 y Enficc.....	31
Tabla 1. Empresas que remitieron comentarios.....	32

VERIFICACIÓN ANUAL DE LA ENERGÍA FIRME DE PLANTAS DE GENERACIÓN

1. ANTECEDENTES

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, mediante la Resolución 071 de 2006, introdujo el esquema regulatorio denominado Cargo por Confiabilidad, para asegurar la confiabilidad en el suministro de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional, en el corto, mediano y largo plazo, contando con la participación de los generadores que hacen parte del Mercado de Energía Mayorista, MEM, y nuevos inversionistas.

Mediante este esquema, con 4 a 5 años de anticipación, se asignan Obligaciones de Energía Firme, OEF, para cubrir la proyección de demanda para un año determinado, ya sea por medio de asignaciones administradas, cuando la oferta de energía firme es igual o mayor que la demanda, o por medio de una subasta competitiva, cuando la oferta de energía firme es menor que la demanda.

La energía firme del cargo por confiabilidad o Enficc es la energía que una planta de generación es capaz de garantizar en cualquier condición operativa. Para determinar la energía firme -Enficc- de diferentes tecnologías, la CREG mediante resoluciones ha definido las metodologías que se deben aplicar. Dichas resoluciones son:

Tipo de planta	Resolución
Hidráulica	071 de 2006
Térmica (gas, carbón, fuel oil)	
Biomasa (combustible de origen agrícola)	153 de 2013
Geotérmica	132 de 2014
Eólica	167 de 2017
Fotovoltaica	201 de 2017

Por su parte, las OEF que se asignan a las plantas de generación son cantidades que están respaldadas por la energía firme de la planta, Enficc. Es decir, la OEF siempre tiene que ser igual o inferior a la Enficc de la planta al momento de su asignación.

De acuerdo con lo anterior, las plantas de generación de diferentes tecnologías deben llevar a cabo el recalcu o verificación de su Enficc para participar en las asignaciones de OEF del Cargo por Confiabilidad, o para participar en el mercado secundario de energía firme, que es utilizado para cubrir las OEF de plantas con salidas temporales o atraso en proyectos de construcción.

La verificación de la Enficc resulta en una actualización de dicho valor cuando se presenta una variación mayor del 10%, por cambio en alguno de los parámetros que se consideran en el cálculo de dicha energía, según la metodología que aplique. Generalmente, cuando aumenta la Enficc los agentes gestionan el recálculo, pero cuando disminuye no se identifica la misma gestión.

Normalmente, cada vez que se hacen asignaciones de OEFs, por regulación se solicita una declaración de parámetros para adelantar la verificación de Enficc por parte del Centro Nacional de Despacho (CND). Sin embargo, como las asignaciones de OEF no siempre se hacen anualmente, se tienen periodos de 2 y 3 años en los cuales no se tiene actualización de la Enficc.

De otro lado, se ha identificado que existen múltiples factores que hacen que la Enficc no sea un valor tan estable como se esperaba en un principio. Por ejemplo, en las plantas térmicas la disponibilidad es un factor relevante que cambia constantemente, mientras que en las plantas hidráulicas, los aportes y la eficiencia son relevantes.

2. INFORMACIÓN GENERAL

Colombia requiere garantizar la confiabilidad del suministro eléctrico en el SIN, lo que se traduce en garantizar las cantidades de energía necesarias para abastecer la demanda de los usuarios, considerando los incrementos que se prevén. Dado que el sistema tiene una gran participación de generadores hidráulicos, representando 64% de la capacidad instalada, y que están sujetos a eventos climáticos estacionales y cíclicos en la región, tales como el evento El Niño, es necesario que existan plantas de generación con suficiente energía firme para cubrir el déficit de suministro que se presenta durante dichos eventos climáticos. Además de lo anterior, se requiere que se construyan nuevas plantas con energía firme para cubrir los incrementos previstos de demanda.

Para lograr lo anterior, la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, diseñó un esquema basado en un mecanismo de mercado denominado Cargo por Confiabilidad, que opera desde el primero de diciembre de 2006 (Resolución CREG 071 de 2006), con base en la asignación y remuneración de Obligaciones de Energía Firme, OEF. Los agentes se comprometen voluntariamente con el Cargo por Confiabilidad a entregar la energía comprometida en OEF durante la condición crítica del sistema, la cual se identifica cuando el precio de bolsa supera un precio umbral definido por la CREG, denominado Precio de Escasez.

La asignación de OEF y la definición del precio del Cargo por Confiabilidad para remunerar las OEF se realiza mediante un proceso competitivo denominado subasta de energía firme, en la cual participan plantas nuevas, especiales y existentes. La Resolución CREG 071 de 2006 establece las reglas para la asignación de Obligaciones de Energía Firme (OEF) para plantas existentes,

plantas existentes con obras, plantas especiales y plantas nuevas, las cuales pueden optar por asignaciones de OEF de hasta un (1) año, cinco (5) años, diez (10) años y veinte (20) años respectivamente.

La Comisión convoca a subastas del Cargo por Confiabilidad cuando el balance entre la oferta y demanda esperada de energía, esta última proyectada por la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), así como el análisis de riesgo en la disponibilidad de la oferta de energía firme, tanto existente como por instalarse, muestra que hay necesidades de nueva energía en el sistema para cubrir la demanda. En dichas subastas participan los cuatro (4) tipos de plantas definidas en el Cargo por Confiabilidad, pero las plantas existentes participan en forma pasiva. La remuneración del Cargo por Confiabilidad a todos los tipos de plantas es el precio de despeje de la subasta.

Cuando el balance oferta – demanda esperada indica que no se requiere energía adicional, se asignan las Obligaciones de Energía Firme a prorrata de las energías firmes de las plantas existentes, descontando las asignaciones previas. El precio del Cargo por Confiabilidad será el valor de la última subasta.

A la fecha se han realizado asignaciones de OEF a plantas existentes, especiales y nuevas, para cubrir la demanda hasta noviembre de 2023.

3. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

Como parte del análisis de impacto normativo, en esta sección se identifican las causas y las consecuencias del problema que se quiere resolver, a través de la expedición de una nueva regulación relacionada con la actualización de la Enficc de las plantas de generación del SIN.

3.1 Causas

Cada vez que se hacen asignaciones de OEF, la regulación solicita declaración de parámetros para adelantar la verificación de Enficc por parte del Centro Nacional de Despacho (CND). Sin embargo, como las asignaciones de OEF no siempre se hacen anualmente, se tienen periodos de 3 y 4 años en los cuales no se tiene actualización de la Enficc.

3.2 Consecuencias

Contar con información rezagada de la Enficc de las plantas de generación, que sea diferente de la energía realmente disponible con las condiciones actuales de operación de las mismas, puede llevar a que en condiciones críticas no se cumpla físicamente con la entrega de todas las OEF, dejando descubierta a parte de la demanda, sin que se hubieran tomado acciones para evitar dicha situación, por la falta de información sobre el tema.

Por otra parte, en el mercado secundario de energía firme, se podrían estar reconociendo el respaldo a plantas que tienen OEF asignadas con un cubrimiento efectivo menor, lo que podría llevar a la situación señalada anteriormente.

3.3 Problema

Teniendo en cuenta lo anterior, se ha identificado que no contar con un procedimiento que permita mantener actualizada la Enficc de las plantas de generación, representa un problema que puede impedir o retrasar la toma de acciones frente a las diferencias que se presenten frente a la Enficc y las obligaciones de energía firme, y por tanto impactar la confiabilidad del suministro de energía que se quiere garantizar.

4. OBJETIVOS

A partir del diagnóstico identificado en la sección anterior, los objetivos regulatorios que se persiguen son los siguientes:

Objetivo general. Diseñar un procedimiento que permita mantener actualizada la Enficc de las plantas de generación que tienen OEF asignadas, de tal manera que se identifique de manera oportuna las variaciones en la misma.

Objetivo principal. Contar dentro del esquema del Cargo por Confiabilidad, con reglas para actualizar periódicamente la Enficc de las plantas de generación.

Objetivo específico. Definir las reglas aplicables para adelantar el procedimiento que permita realizar una verificación anual de la Enficc de las plantas de generación.

5. ALTERNATIVAS

Teniendo en cuenta lo planteado en los numerales anteriores, las siguientes son las alternativas de regulación que se identifican:

5.1 Alternativa 1. Mantener las reglas actuales

Mantener las reglas actuales lleva a los problemas señalados en numeral 3. Con las reglas vigentes es relevante señalar dos (2) situaciones que podrían llevar a que no se refleje apropiadamente la energía firme de la planta.

Dichas situaciones son:

- i) La estimación del índice histórico de salidas forzadas (IHF) que se mide con una ventana cuasi fija de treinta y seis (36) meses. La regla actual establecida en la Resolución CREG 071 de 2006, define que se toman datos de salidas forzadas

de treinta y seis (36) meses anteriores al 30 de septiembre del año t. Esto hace que el cálculo de la Enficc durante un año, octubre 1 del año t a septiembre 20 del año t+1, tome la misma ventana de tiempo, sin incorporar los nuevos datos de salidas forzadas, tal como se presenta en la siguiente ilustración.

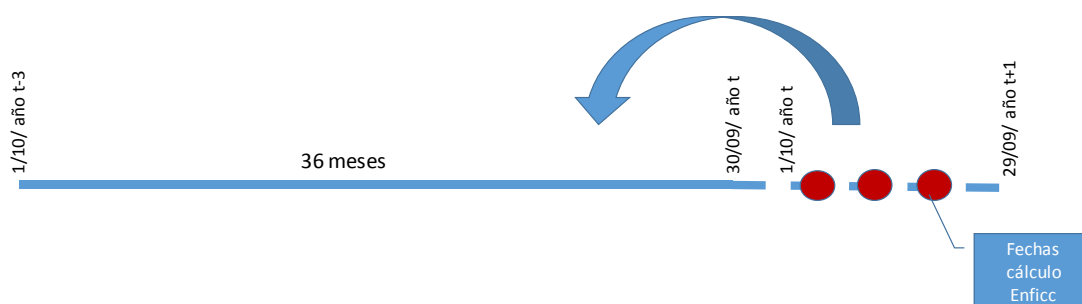


Ilustración 1. Histórico de datos para el cálculo de IHF. Resolución CREG 071 de 2006

- ii) El cambio de Enficc a partir de variaciones superiores a +/- 10%, lo que lleva a que una planta no se cambia su Enficc así la nueva estimación sea inferior en un 10%. Por ejemplo, si una planta tiene una Enficc de 20 GWh-día y se calcula nuevamente Enficc, dando 18 GWh-día, se mantiene como Enficc verificada 20 GWh-día, dado que no supera el rango del 10%. Igual funciona la regla hacia arriba, es decir, si una planta tiene una Enficc de 20 GWh-día y se calcula nuevamente Enficc, dando 22 GWh-día, se mantiene como Enficc verificada 20 GWh-día.

Contrario a lo anterior, desde el punto de vista del balance oferta de Enficc versus demanda, es preferible contar con los datos reales de la Enficc disponible, para poder establecer las acciones que es necesario adelantar para asegurar el cubrimiento efectivo de la demanda en todo momento.

Así, en el proceso de verificación de Enficc que se adelantó en el 2018 para la subasta del período 2022-2023, no se consideró el rango de variación del +/- 10%. Ahora, tomando la Enficc calculada para la subasta y comparando con la OEF se tienen las diferencias que se presentan en la siguiente ilustración.

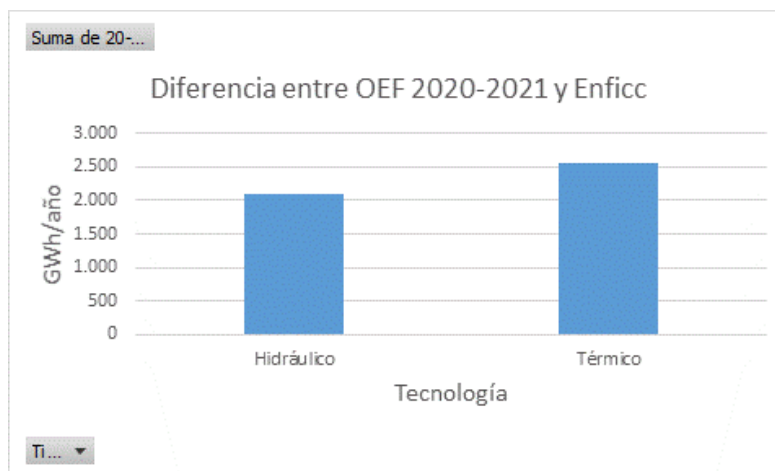


Ilustración 2. Diferencia entre OEF 202-2021 y Enficc

5.2 Alternativa 2. Verificación periódica de Enficc

La alternativa 2 prevé una verificación periódica de Enficc con las siguientes características:

- i. En el mes de diciembre se hace verificación de Enficc por parte del CND, tal como se tiene previsto en el anexo 5 de la Resolución CREG 071 de 2006, a las plantas de operación que tienen OEF asignadas.
- ii. Para la determinación de IHF se tomarán los treinta y seis (36) meses antes del mes de cálculo.
- iii. La Enficc será la que se obtenga de aplicar el procedimiento de cálculo definido en la Resolución CREG 071 de 2006 y complementarias. Es decir, en el proceso de verificación no se aplicará el rango del 10% previsto en el artículo 41 de la resolución citada.
- iv. Si la nueva Enficc verificada es inferior a la OEF, el agente generador deberá entregar a la SSPD, con copia a la CREG, un plan de acción en donde define las actividades que adelantará para recuperar la Enficc de tal forma que se cubran las OEF asignadas.
- v. La nueva Enficc verificada será la referencia del ASIC para cotejar las cantidades posibles a transar en el mercado secundario de energía firme.

Sobre los parámetros declarados por los agentes generadores, la CREG se podrá solicitar al CND adelantar auditoría de estos, cuando lo considere pertinente. El CND para adelantar dicha labor aplicará lo definido en el anexo 6 de la Resolución CREG 071 de 2006.

6. CONSULTA PÚBLICA

La Comisión publicó para comentarios la Resolución CREG 021 de 2020 “*Por la cual se define procedimiento para la verificación anual de la Enficc de plantas de generación con Obligaciones de Energía Firme*”.

Una vez finalizado el período de cometarios se recibieron de las siguientes empresas:

No.	Radicado	Empresa
1	E-2020-003823	Isagen
2	E-2020-003863	Celsia
3	E-2020-003894	Urra
4	E-2020-003896	Usaene
5	E-2020-003899	AesChivor
6	E-2020-003922	Andeg
7	E-2020-003933	EPM
8	E-2020-003938	Tebsa
9	E-2020-003948	Acolgen
10	E-2020-003952	XM
11	E-2020-003956	JuliaRD
12	E-2020-003963	Emgesa
13	E-2020-003940	Gecelca

Tabla 1. Empresas que remitieron comentarios

El listado detallado de los comentarios remitidos se puede consultar en el anexo 1 del presente documento.

Para adelantar el análisis de los comentarios se agruparon por temas, tal como se presenta a continuación.

6.1 Los agentes con obligaciones asignadas: 2020-2021, 2021-2022 y 2022-2023, ya cuenta con derechos adquiridos, en el marco de la normativa vigente, por lo que se considera inconveniente modificar dicha normativa

El mecanismo propuesto no afecta derechos adquiridos, dado que no modifica las asignaciones otorgadas, se trata de un mecanismo de revisión preventivo del cumplimiento de las obligaciones.

Lo anterior considerando que el agente que adquiere obligaciones tiene que contar la energía para cumplir con dichas obligaciones. Regla que es conocida desde la asignación de la OEF.

6.2 La tolerancia del 10% continúa siendo válida en la medida que no todas las plantas se ven simultáneamente afectadas por una disminución de Enficc y las que se ven sujetas a esto, tienen los incentivos a honrar sus obligaciones, con el interés de evitar los impactos y costos de mercado.

Teniendo en cuenta que el mecanismo previsto tiene como objetivo tener mayor certeza de la energía firme con la que se cuenta para atender las OEF y para realizar los balances de oferta – demanda que definen las necesidades futuras, se considera conveniente mantener la propuesta de hacer la verificación de la Enficc sin considerar un rango de tolerancia.

6.3 Realizar un reporte anual de parámetros parece ineficaz, considerando que algunos parámetros involucrados en la determinación de Enficc varían en una ventana de 5 años

Aunque hay parámetros que varían cada 5 años, también hay otros que varían anualmente, tales como: IHF, factor de conversión medio e hidrologías.

6.4 Los parámetros que se utilizan para determinar la Enficc pueden tener variaciones inherentes a la tecnología de las máquinas, así como condiciones específicas de mercado. Esto no debería influir en las obligaciones adquiridas por el generador, ya que el CxC tiene los incentivos propios que penalizan el incumplimiento.

El Cargo por Confiabilidad tiene como función asegurar la confiabilidad del sistema, por lo tanto, se fundamenta en la capacidad física de las plantas para respaldar las OEF. Dicha capacidad también se puede cubrir temporalmente con los anillos de seguridad. Además, el CxC tiene previsto los incentivos para prevenir el incumplimiento en condiciones críticas.

Como complemento de lo anterior, el mecanismo propuesto no afecta las OEF adquiridas sino que busca, en forma preventiva, que se tenga actualizada la información de la Enficc de las plantas para cumplir con sus obligaciones.

6.5 En plantas hidráulicas, la actualización de Enficc puede ser fruto de nuevas series hidrológicas más secas. Es imposible prever todas las posibles series que se presentarán. También puede variar por temas de naturaleza de los equipos, tal como el factor de conversión. Sería inviable desarrollar planes que permitan el mejoramiento futuro de este tipo de parámetros.

La determinación de la energía firme tiene un riesgo que es de conocimiento de los agentes, por eso la declaración de Enficc deben hacerla los agentes conscientes

del riesgo que están asumiendo. Además, debe considerarse que en el momento de ejecución de la obligación se tiene que contar con la energía.

6.6 Hacer claridad de las implicaciones que puede tener un déficit de cobertura de OEF y las alternativas con las cuales podría contar un agente para mitigar tal circunstancia

Un déficit de cobertura de la OEF conlleva a que el agente tenga que presentar un plan de acción para cubrir dicho déficit, dentro del cual podrá establecer medidas para cumplir con las OEF en caso que sean exigibles, bien sea con recursos propios o con recursos de terceros. En dicho plan pueden incluirse las actividades que viene ejecutando el agente para mejorar la eficiencia y disponibilidad de la planta, alternativas operativas o mecanismos previstos para cubrirse en situaciones específicas, entre otras.

6.7 No es consistente con el esquema actual del CxC que tienen suficientes incentivos para que los generadores cumplan sus obligaciones.

Las reglas actuales tienen los incentivos para que los agentes cumplan con la entrega de las OEF en el período crítico y tengan las plantas disponibles para la operación del sistema.

El esquema propuesto es complementario a lo anterior, debido a que:

- Permite contar con mejor información para adelantar los balances de energía firme con fin de establecer las necesidades de convocar una subasta.
- Es preventivo en la medida que de forma anticipada pide a los agentes que tengan establecido el esquema con el cual atenderán los faltante de energía firma para atender sus compromisos adquiridos.

6.8 Consideramos conveniente para el cumplimiento del objetivo del proyecto en consulta, que en la resolución definitiva se establezca una consecuencia para aquellos agentes que no realicen la Declaración de Parámetros.

Se incluirá aclaración en el sentido de que, si los agentes no adelantan la declaración de parámetros, esto se considerará como un incumplimiento regulatorio, y el CND deberá informarlo a la SSPD para lo de su competencia.

Adicionalmente, sobre quienes no hagan declaración de parámetros no se tendrá certeza de la energía con la que cuentan para adquirir compromisos de respaldar a un tercero, por lo tanto, se considerará que dichas plantas no tienen energía disponible para transar en el mercado secundario.

El procedimiento administrativo por incumplimiento del plan de acción lo deberá adelantar la SSPD. Las consecuencias de un incumplimiento con el mercado se materializan con las compras que eventualmente deban hacerse en bolsa en condiciones críticas.

6.9 No es claro si el proceso de verificación de ENFICC que se describe en el anexo de la resolución y que tiene como agente responsable al CND, requerirá de la contratación de una auditoría como es hoy la declaración y verificación de ENFICC

Al respecto, nos permitimos comentar lo siguiente:

- El proceso de auditoría propuesta en la resolución no requiere de la contratación de firmas de auditores, es un proceso que adelanta el CND.
- El proceso de auditoría actualmente previsto va a continuar sobre los parámetros que se declaran para la asignación de OEF.
- Sobre los parámetros declarados con el mecanismo propuesto, el Comité de Expertos podrá solicitar al CND contratar auditorías, cuando lo considere pertinente.

6.10 Ampliar la verificación a plantas de emergencia

El mecanismo propuesto es para la verificación de la Enficc de plantas de generación que tienen OEF asignadas.

7. ANÁLISIS DE IMPACTOS

Los ajustes propuestos sobre la periodicidad en la verificación de Enficc de plantas de generación, bajo la alternativa 2, presentan los siguientes impactos:

- i. **Sobre el mercado.** El mercado va a tener mayor certeza de la energía firme con la que se cuenta para asegurar el cubrimiento de la demanda, dado que se va a contar con información más actualizada sobre la Enficc de las plantas de generación. Igualmente, en caso de que dicha Enficc se haya reducido, se contará con planes de acción en donde el agente establezca la forma en que atenderá las OEF asignadas.

Por otro lado, con los planes de acción, la SSPD tendrá una información más certera para supervisar la forma en que el agente dará cumplimiento a las OEF, en caso de que la Enficc de la planta sea inferior a sus obligaciones. Y en caso de incumplimiento, la SSPD podrá actuar de acuerdo con sus competencias, tal como estaba previsto desde el inicio del esquema del cargo.

- ii. **Sobre los agentes generadores.** Implica para los agentes generadores mantener un sistema de información y procedimientos que les permitan mantener actualizada la información de los parámetros que se deben reportar al CND para la verificación de la Enficc. Adicionalmente, y en caso de que la Enficc sea menor que las OEF, los agentes generadores deberán diseñar y ejecutar planes de acción que les permitan cumplir con la OEF.

Desde el punto de vista de costos para el generador, no se identifica que implique costos adicionales relevantes, solamente aquellos asociados a la revisión de parámetros y a un reporte de dicha información con una mayor frecuencia, dado que de todos modos los generadores con OEF tienen el compromiso de mantener la información y sus plantas en las condiciones necesarias para asegurar el cumplimiento de las obligaciones.

En lo que respecta a costos adicionales por auditorías, solamente se daría en el evento que el Comité de Expertos de la CREG considere pertinente adelantar auditoría a los parámetros declarados. En todo caso el esquema de auditorías continúa en las condiciones definidas en la resolución de la Resolución CREG 071 de 2006, es decir, cuando se adelanten procedimientos de asignación de OEF.

- iii. **Sobre los usuarios.** Los usuarios no tendrán ningún costo adicional, pero si se verán beneficiados por contar con una información más fidedigna de la energía firme con la cuenta el sistema para cubrir las necesidades de OEF, la cual se remunera en todo caso a través del Cargo por Confiabilidad.

8. ÍNDICADORES DE SEGUIMIENTO

Los indicadores identificados para las reglas propuestas son:

- i. Número de plantas con variaciones de Enficc.
- ii. Número de plantas con Enficc inferior a las OEF
- iii. Cantidad total de Enficc inferior a las OEF.
- iv. Planes de acción entregados a la SSPD.

9. CONCLUSIONES

De acuerdo con la Resolución CREG 071 de 2006 y complementarias, las plantas de generación con diferentes tecnologías deben hacer la verificación de la Enficc para participar en las asignaciones de OEF del Cargo por Confiabilidad, o para participar en el mercado secundario de energía firme, este último utilizado para

cubrir obligaciones de plantas con salidas temporales o el atraso de proyectos en construcción.

La verificación de la Enficc se actualiza cuando ha variado más del 10% por cambio en alguno de los parámetros que se consideran en el recalcu, según la metodología pertinente. Sin embargo, de la experiencia reciente se ha identificado que los balances de oferta de Enficc versus demanda esperada se deben fundamentar en la Enficc real de las plantas, con el propósito de poder tener mayor certeza de la energía con que se cuenta para asegurar el cubrimiento de la demanda. De esta forma se puedan identificar oportunamente las acciones a adelantar para asegurar la confiabilidad del suministro, en el caso de que la Enficc vigente no sea suficiente.

Para mantener actualizado el balance de oferta de Enficc versus demanda esperada, es fundamental contar con información reciente de la Enficc, la cual no tiene en el momento una frecuencia definida de revisión, dado que la Enficc es actualizada cada vez que se hacen asignaciones de OEF, lo que puede ocurrir en espacios de tiempo de 2 a 4 años.

Dado lo anterior, como se explica en este documento, se propone adelantar todos los años, en el mes de diciembre, la verificación de la Enficc por parte del CND a las plantas en operación comercial que tienen asignación de OEF. Además, se ajusta la ventana de tiempo para el análisis de los eventos que se tienen en cuenta para la estimación del índice de indisponibilidad histórica de salidas forzadas (IHF), pasando a que sea una ventana móvil de 36 meses, lo que permite incorporar en el citado índice la historia más reciente.

En el caso de que la Enficc verificada sea inferior a las OEF asignadas a la planta, se propone que el agente que la representa entregue a la SSPD un plan de acción que contenga un cronograma y descripción de las actividades que va a adelantar para el cumplimiento de las obligaciones adquiridas. La no entrega del plan de acción o el incumplimiento del mismo podrá ser considerado por la SSPD como incumplimiento regulatorio, dentro del marco de sus competencias.

ANEXO 1: MATRIZ DE COMENTARIOS

No.	Radicado	Nombre	Art.1 y 2 Proced. verificación y Mod. +/-10%	Art.3 y 4 Modificación cálculo IHF	Art.5 Plan de acción
1	E-2020-003823	Isagen	- La primera revisión debería tener en cuenta los resultados que surjan de las auditorías de parámetros que están actualmente en curso.	- Aclarar la definición de DPms	- Un cambio en las OEF asignadas no puede tener efectos retroactivos, así como un aumento de la Enficc no pasa necesariamente por procedimientos o gestiones administrativas. - En plantas hidráulicas, la actualización de Enficc puede ser fruto de nuevas series hidrológicas más secas. Es imposible prever todas las posibles series que se presentarán. También puede variar por temas de naturaleza de los equipos, tal como el factor de conversión. Sería inviable desarrollar planes que permitan el mejoramiento futuro de este tipo de parámetros. - Para asignaciones futuras se podría pedir que se respalden.
2	E-2020-003863	Celsia	No es claro si el proceso de verificación de ENFICC que se describe en el anexo de la resolución y que tiene como agente responsable al CND, requerirá de la contratación de una auditoría como es hoy la declaración y verificación de ENFICC.		Variaciones estructurales, asociadas a la actualización de las series hidrológicas, entre otras, que afectan la ENFICC de más largo plazo, para las cuales no habría opciones técnicas para incrementar la ENFICC. En este caso consideramos que el reporte de soluciones solo debe aplicar cuando el origen de la disminución de la ENFICC es subsanable.
3	E-2020-003894	Urra		- Una planta con declaraciones de respaldo igual a su OEF, no tendría horas de derrateo equivalente para el Cargo por Confiabilidad.	
4	E-2020-003896	Usaene	El encabezado del artículo establece que la declaración es optativa, es de entender que bien se trate de variaciones positivas o negativas. Consideramos que, para el caso de variaciones negativas en la ENFICC, consideradas en el numeral 2, como producto de cualquier variación en los factores y parámetros de cálculo, la declaración pase a ser obligatoria, con el fin de preservar el propósito establecido en el numeral 2 del artículo primero.		-Tiempos máximos para adelantar las tareas necesarias para contar con la ENFICC declarada o por lo menos la capacidad de atender las OEF asignadas, y en todo caso previas a la entrada en vigor del periodo de vigencia de estas. Definir los efectos en caso de no cumplir con el plan de acción de manera que exista una consecuencia proporcional a dicho incumplimiento si lo que busca el mecanismo es mantener la confiabilidad. - Mirar los efectos del incumplimiento de este mecanismo de plan de acción en auditorías de cumplimiento de OEF previamente asignadas
5	E-2020-003899	AesChivor			

No.	Radicado	Nombre	Art.1 y 2 Proced. verificación y Mod. +/-10%	Art.3 y 4 Modificación cálculo IHF	Art.5 Plan de acción
6	E-2020-003922	Andeg	De otra parte, es importante tener presente que los agentes con asignaciones de Obligaciones de Energía Firme para los periodos 2020-2021, 2021-2022, y 2022-2023 ya cuentan con derechos y deberes adquiridos en el marco de la normatividad vigente, por lo cual consideramos inconveniente modificar dicha normatividad con repercusión directa no sólo en los ingresos de los agentes sino en las obligaciones adquiridas		
7	E-2020-003933	EPM	<ul style="list-style-type: none"> - La Enficc de las plantas hidráulicas, se les define con el mes más crítico dentro de la optimización anual que hace el modelo. Por tanto, estos valores críticos de energía, calculados planta a planta y no para el sistema en su conjunto, representa una posición conservadora a la hora de cubrir la demanda dando lugar a que entre los mismos recursos se puedan respaldar. - La Comisión ya ha efectuado un ajuste importante en el tratamiento de la Enficc para mitigar riesgos de incumplimiento en materia de Enficc incremental (pasar del 95% a 98% PSS). - Para mitigar el efecto del IHF las plantas tienen que cubrirse con los anillos de seguridad o pagando la desviación en período crítico. También se puede dar el caso de que la planta tenga un indisponibilidad de cero dentro de la operación. 		<ul style="list-style-type: none"> - Precisar los aspectos que conciernen a este plan de acción como son los tiempos de ejecución y alternativas para suplir el déficit detectado. - Tener en cuenta que el cumplimiento de la OEF es por agente y no por planta al momento de verificarlas.
8	E-2020-003938	Tebsa			
9	E-2020-003948	Acolgen	<ul style="list-style-type: none"> - El marco regulatorio actual ya contempla las herramientas o seguros necesarios para validar la energía firme dentro del esquema de confiabilidad, ante una variación en parámetros. - Entendemos que se quieren controlar son las disminuciones de Enficc menores al 10%. - La tolerancia del 10% continúa siendo válida en la medida que no todas las plantas se ven simultáneamente afectadas por una disminución de Enficc y las que se ven sujetas a esto, tienen los incentivos a honrar sus obligaciones, con el interés de evitar los impactos y costos de mercado. - Realizar un reporte anual de parámetros anulamente parece ineficaz, considerando que algunos parámetros involucrados en la determinación de Enficc varían en una ventana de 5 años. 		<ul style="list-style-type: none"> - Hacer claridad de las implicaciones que puede tener un déficit de cobertura de OEF y las alternativas con las cuales podría contar un agente para mitigar tal circunstancia. - Se debe establecer un margen de holgura como el existen actualmente del 10%, dado que las variaciones son transitorias, pero solucionarlas no afectan la energía firme del mediano y largo plazo.


No.	Radicado	Nombre	Art.1 y 2 Proced. verificación y Mod. +/-10%	Art.3 y 4 Modificación cálculo IHF	Art.5 Plan de acción
10	E-2020-003952	XM	Entendemos que este procedimiento es aplicable a aquellas plantas de generación despachadas centralmente que están en operación comercial y que tienen asignadas OEF tanto en el periodo de vigencia que está en curso al momento de hacer la Declaración de Parámetros, como para las que tienen OEF para periodos de vigencia futuros. En ese sentido, y para evitar diferentes interpretaciones de la norma, sugerimos a la Comisión que esta condición quede explícita en la resolución definitiva. Ajustar la redacción del artículo 1 por cuanto se puede entender que la verificación de ENFICC la deberán hacer agentes que representan plantas de generación con OEF	Dado el impacto que tiene el Cálculo del Índice de Disponibilidad Histórica Forzada -IHF- en la confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional -SIN, solicitamos nuevamente a la Comisión se analice la pertinencia de eliminar del cálculo del IHF los respaldos que se registran a través de los Anillos de Seguridad del Cargo por Confiabilidad, dado que con ello consideramos se está sobreestimando a futuro el valor de la ENFICC de las plantas en detrimento de la confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional. Se sugiere que en la resolución definitiva se haga referencia a la variable así Dpmsd:Declaraciones de respaldo diarias de que trata la Resolución CREG 081 de 2014	Sugerimos que el CND informe a la CREG y a la SSPD los casos en los cuales se presente un valor de ENFICC verificada menor a las OEF vigentes que tenga asignada una planta de generación una vez finalice el cronograma establecido en el Anexo 1.
11	E-2020-003956	JuliaRD	- Ampliar la verificación a agentes con plantas de emergencia para lo cual se proponen las siguientes actividades: i) declaración de parámetros, ii) certificado de conexión, iii) registro histórico, iv) declaración de Enficc y v) garantía Enficc incremental.		- Definir explícitamente
12	E-2020-003963	Emgesa	Eliminar el criterio de 10% para declarar cambios de ENFICC, puede crear escenarios inestables de déficit de ENFICC en un periodo de planeación corto plazo, lo que impediría la entrada de algunos proyectos con periodos largos de construcción. Para el caso de las cadenas existe una variación normal en el cálculo que obedece la metodología usada por el modelo HIDENFICC.		Observamos que la propuesta de presentación del Plan de Acción cuando la ENFICC verificada anualmente no sea igual a las obligaciones adquiridas con varios años de anticipación, desconoce la naturaleza misma del cálculo de la ENFICC, y la responsabilidad de los agentes ante sus obligaciones y los riesgos asumidos en el momento de asignación. No es consistente con el esquema actual del CxC que tienen suficientes incentivos para que los generadores cumplan su obligaciones, lo que se ha demostrado en 13 años de vigencia del cargo.
13	E-2020-003940	Gecelca	- Los parámetros que se utilizan para determinar la Enficc pueden tener variaciones inherentes a la tecnología de las máquinas, así como condiciones específicas de mercado. Esto no debería influir en las obligaciones adquiridas por el generador, ya que el CxC tiene los incentivos propios que penalizan el incumplimiento. - El IHF no refleje la verdadera disponibilidad que tiene una unidad.		


No.	Radicado	Nombre	Anexo	Generales
1	E-2020-003823	Isagen		<ul style="list-style-type: none"> - Vulnera las condiciones contractuales para aquellos agentes que tenemos plantas con asignaciones de largo plazo. - No debe tener efectos retroactivos, pues los mismos pueden desconocer derechos adquiridos, afectar la seguridad jurídica, y la confianza inversionista. - Cambia las condiciones de riesgo con las cuales los agentes tomaron decisiones. - La responsabilidad de atender los nuevos requerimiento de firmeza no pueden recaer en condiciones particulares del agente, sino también en la aplicación de otros anillos de seguridad.
2	E-2020-003863	Celsia		<p>Adicionalmente, dado que la Resolución 071 de 2006 definió que las variaciones de ENFICC afectarían solo a futuras asignaciones, consideramos importante que en el caso de las OEF actualmente asignadas se aplique el reporte de soluciones para restablecer las OEF al nivel asignado se establezca cuando la variación de la ENFICC supere el 10%, y que sólo en este caso se considere un riesgo para el abastecimiento.</p>
3	E-2020-003894	Urra		
4	E-2020-003896	Usaene		
5	E-2020-003899	AesChivor		<ul style="list-style-type: none"> - Publicar el AIN de forma simultánea con los proyectos de resolución, de tal forma que se facilite y promueva la participación ciudadana. - Incluir en el AIN un análisis de oportunidad, dado que frente a la emergencia actual, se requieran esfuerzos adicionales que en este momento están enfocados en garantizar la operación. - Se propone una revisión integral del CxC, tal como propone la Misión de Transformación, analizando de forma detallada las implicaciones. - Permitir a los agentes con proyectos en desarrollo poder reportar nuevos valores de Enficc exentos de la variación del 10%; en el marco del avance tecnológico.

No.	Radicado	Nombre	Anexo	Generales
6	E-2020-003922	Andeg		<p>En primer lugar, para esta Asociación no son los claros los antecedentes y las razones de oportunidad y conveniencia que justifican la expedición de la norma, dado que en el contexto del esquema de auditorías del Cargo por Confiabilidad definido en la Resolución CREG 071 de 2006 y normas complementarias, las entidades de regulación, así como de vigilancia y control, ya disponen de mecanismos de verificación de la enficc asignada. Ven con preocupación el poco plazo de la resolución en consulta dado que no se trata de las que tienen que ver con el Decreto 517 de 2020. Las auditorías presentan costos directos que los generadores térmicos no podrían recuperar.</p>
7	E-2020-003933	EPM		<p>- La necesidad de tener claridad sobre las implicaciones que dicha actualización podría tener, para el período vigente al momento de hacer el cálculo, destacando que podría haber incumplimiento regulatorio en el evento de que la Enficc de una planta resulte inferior a su OEF.</p> <p>- Reiteramos que ante un déficit de cobertura de OEF producto del proceso de actualización de Enficc se puede contar con la flexibilidad para mitigar la situación dentro de las posibilidades que el agente pueda llegar a tener para reestablecer el valor de los parámetros en los cuales se soporta la disminución detectada, sin incluso tener que configurar un respaldo de obligaciones en el mercado secundario y, en todo caso, fuera de cualquier dictamen de incumplimiento regulatorio.</p>
8	E-2020-003938	Tebesa		<p>Consideramos que las condiciones de evaluación y entrega de las OEF están dadas en el mecanismo del cargo por confiabilidad cuando se presente el período crítico dentro del marco de la bolsa de energía, así mismo, en caso de entregar parcialmente la cantidad de energía en el despacho ideal, se establece la liquidación comercial entre agentes mediante desviaciones positivas o negativas que permiten la atención de la demanda. Así las cosas, consideramos que la metodología vigente contiene adecuados incentivos para que los agentes generadores entreguen su mayor disponibilidad, dentro de los parámetros de seguridad y buenas prácticas de ingeniería que no pongan en riesgo la confiabilidad de las unidades.</p> <p>Entendemos la inquietud razonable respecto a contar con información oportuna sobre el estado de las unidades de generación para afrontar una situación de escasez, sin embargo, consideramos que, con la regulación actual, y particularmente con el esquema de pruebas vigentes se tiene información oportuna del estado de estas.</p>
9	E-2020-003948	Acolgen		<p>- Estas medidas responden a sobrevaloración de los riesgos actuales del mecanismo.</p> <p>- Se identifique y se priorice un adecuado análisis de impacto para toda la cadena y para el mercado eléctrico, justificado en que las medidas parciales están llevando a las empresas y al mercado, hacia un escenario de constante incertidumbre y riesgo, que están afectando no solo la función de ingresos de corto y mediano plazo, sino las señales de inversión a largo plazo en el sector.</p> <p>- Principios como los derechos adquiridos y la confianza legítima son instituciones, para guardar la integridad de un sector que ha confiado en un marco institucional y jurídico robusto para el desarrollo de su actividad.</p> <p>- Revisar el mecanismo del CxC a través de un marco integral que abarque en su totalidad aspectos que en la visión de la Comisión requieran ajustes.</p> <p>- Bajo el escanero de riesgo de coyuntura actual, los esfuerzos del sector, están concentrados en atender la coyuntura actual.</p>

No.	Radicado	Nombre	Anexo	Generales
10	E-2020-003952	XM	Sugerimos a la Comisión establecer una hora específica de vencimiento para las actividades definidas en el cronograma previsto en el anexo de la resolución en consulta.	<p>Consideramos conveniente para el cumplimiento del objetivo del proyecto en consulta, que en la resolución definitiva se establezca una consecuencia para aquellos agentes que no realicen la Declaración de Parámetros, Declaración de ENFICC o Declaración de EDA de alguna de sus plantas de generación. La resolución no establece qué pasa cuando un agente no presente el plan de acción o que habiéndolo presentado no cumpla con el objetivo de contar con la ENFICC suficiente que permita cumplir con las OEF vigentes asignadas a la planta. Para ello sugerimos que en los casos en los que no se presente un plan o este no se cumpla, se adelante un proceso administrativo por parte de la CREG para ajustar las OEF de la planta al valor de la ENFICC verificada, que es la que realmente tiene la planta y es con la que puede contar el sistema.</p> <p>- Se requieren 90 días para adecuar los sistemas para aplicar la norma.</p>
11	E-2020-003956	JuliaRD		
12	E-2020-003963	Emgesa		<p>vemos que la propuesta desvincula el proceso de declaración y verificación de la ENFICC del mecanismo de asignación de Obligaciones de Energía Firme, y además propone la presentación de un plan de acción, que a nuestro entender modifica algunos principios fundamentales del mecanismo del Cargo por Confiabilidad. La Comisión debe establecer una metodología de verificación de ENIFCC y estimación de balances anuales que sea única objetiva y tazable para todos los agentes y usuarios independiente de la situación de abastecimiento con la que encuentre el sistema.</p>
13	E-2020-003940	Gecelca		<p>- Pareciera que se desconocen las obligaciones adquiridas en los mecanismos correspondientes o que éstas carecieran de firmeza.</p> <p>- No se pueden desconocer la relación jurídica existente que resulta de la asignación de OEF mediante las asignaciones administradas y subastas del CxC realizadas, ya que están configurados derechos adquiridos amparados por el principio de estabilidad jurídica.</p>

ANEXO 2: FORMULACION COMPETENCIA SIC

 Industria y Comercio SUPERINTENDENCIA		EVALUACIÓN DE LA INCIDENCIA SOBRE LA LIBRE COMPETENCIA DE LOS PROYECTOS DE ACTOS ADMINISTRATIVOS EXPEDIDOS CON FINES REGULATORIOS				
OBJETO DEL PROYECTO DE REGULACIÓN:		<p>En cumplimiento de lo señalado en el artículo 2.2.3.8.7.6 del Decreto 1073 de 2015, adicionado por el Decreto 0570 de 2018 y lo establecido en el artículo 22 de la Resolución 40791 de 2018 del Ministerio de Minas y Energía, definir las condiciones de competencia que deben cumplirse para garantizar un proceso de interacción eficiente entre compradores y vendedores.</p> <p>Así mismo, definir la fórmula de traslado de los precios resultantes de la subasta convocada por el Ministerio de Minas y Energía a través de la Resolución 41314 de 2018 en el componente de compras de energía (G) del costo unitario de prestación del servicio al usuario regulado (CU).</p>			No. DE RESOLUCIÓN O ACTO:	
ENTIDAD QUE REMITE:		CREG		FECHA: 2020 / 05 / 22		
CUESTIONARIO						
PREGUNTA		SI	NO	EXPLICACIÓN	OBSERVACIONES	
1.		¿La regulación limita el número o la variedad de las empresas en uno o varios mercados relevantes relacionados? Es posible que esto suceda, entre otros eventos, cuando el proyecto de acto:				
a)	Otorga derechos exclusivos a una empresa para prestar servicios o para ofrecer bienes.		X			
b)	Establece licencias, permisos, autorizaciones para operar o cuotas de producción o de venta.		X			
c)	Limita la capacidad de cierto tipo de empresas para ofrecer un bien o prestar un servicio.		X			
d)	Eleva de manera significativa los costos de entrada o salida del mercado para las empresas.		X			
e)	Crea una barrera geográfica a la libre circulación de bienes o servicios o a la inversión.		X			
f)	Incrementa de manera significativa los costos:					
	i) Para nuevas empresas en relación con las empresas que ya operan en un mercado o mercados relevantes relacionados, o		X			
	ii) Para unas empresas en relación con otras cuando el conjunto ya opera en uno o varios mercados relevantes relacionados.		X			

 Industria y Comercio SUPERINTENDENCIA		EVALUACIÓN DE LA INCIDENCIA SOBRE LA LIBRE COMPETENCIA DE LOS PROYECTOS DE ACTOS ADMINISTRATIVOS EXPEDIDOS CON FINES REGULATORIOS				
OBJETO DEL PROYECTO DE REGULACIÓN:		En cumplimiento de lo señalado en el artículo 2.2.3.8.7.6 del Decreto 1073 de 2015, adicionado por el Decreto 0570 de 2018 y lo establecido en el artículo 22 de la Resolución 40791 de 2018 del Ministerio de Minas y Energía, definir las condiciones de competencia que deben cumplirse para garantizar un proceso de interacción eficiente entre compradores y vendedores. Así mismo, definir la fórmula de traslado de los precios resultantes de la subasta convocada por el Ministerio de Minas y Energía a través de la Resolución 41314 de 2018 en el componente de compras de energía (G) del costo unitario de prestación del servicio al usuario regulado (CU).			No. DE RESOLUCIÓN O ACTO:	
ENTIDAD QUE REMITE:		CREG			FECHA: 2020 / 05 / 22	
CUESTIONARIO						
PREGUNTA		SI	NO	EXPLICACIÓN	OBSERVACIONES	
2. ¿La regulación limita la capacidad de las empresas para competir en uno o varios mercados relevantes relacionados? Es posible que esto suceda, entre otros eventos, cuando el proyecto de acto:						
a)	Controla o influye sustancialmente sobre los precios de los bienes o servicios o el nivel de producción.		X			
b)	Limita a las empresas la posibilidad de distribuir o comercializar sus productos.		X			
c)	Limita la libertad de las empresas para promocionar sus productos.		X			
d)	Otorga a los operadores actuales en el mercado un trato diferenciado con respecto a las empresas entrantes.		X			
e)	Otorga trato diferenciado a unas empresas con respecto a otras.		X			
f)	Limita la libertad de las empresas para elegir sus procesos de producción o su forma de organización industrial.		X			
g)	Limita la innovación para ofrecer nuevos productos o productos existentes pero bajo nuevas formas.		X			
3. ¿La regulación implica reducir los incentivos de las empresas para competir en uno o varios mercados relevantes relacionados? Es posible que esto suceda, entre otros eventos, cuando el proyecto de acto:						
a)	Genera un régimen de autorregulación o coregulación.		X			
b)	Impone la obligación de dar publicidad sobre información sensible para una empresa que podría ser conocida por sus competidores (por ejemplo precios, nivel de ventas, costos, etc.)		X			
CONCLUSIONES						
Se concluye que no necesario remitir a la Superintendencia de Industria y Comercio.						