
Asesoría ANDEG

Estudio de Propuesta de Modificación del MEM – R.133/2021



Confidencial – Diciembre 2021 – Bogotá, Colombia

Tabla de Contenido

- 1 **Introducción - Antecedentes**
- 2 El CxC, Fundamentos y Evaluación Integral
- 3 La R.133/2021: Su Justificación y AIN de la CREG
- 4 Análisis del Impacto Normativo de la CREG en el Marco de las Guías OCDE
- 5 Posibles Implicaciones de la R.133/2021
- 6 Conclusiones y Recomendaciones
- 7 Anexos



Introducción

- Desde 2014, la CREG, con diferentes justificaciones y sin un soporte adecuado, ha propuesto **alternativas para modificar la Asignación Administrada a Prorrata (“AAP”) de OEF a las plantas existentes.**
- En 2014, la creencia que **las térmicas de altos costos variables eran las causantes del problema de oferta insuficiente de contratos a largo plazo a precios “razonables”**, condujo a la CREG a buscar alternativas a la AAP bajo el argumento de favorecer a las plantas más eficientes.
- **En 2015 (R.109/2015), la CREG presentó dos propuestas en sustitución de la AAP;** una tomando en cuenta el promedio de los precios ofertados en bolsa, y la otra, consistiendo en migrar a subastas anuales en donde participasen generadores existentes y nuevos.
- En 2016, Harbord, Pagnozzi y De Castro, los expertos contratados por la CREG, coincidieron en que **no se debía limitar la participación de tecnologías por sus costos variables** (el despacho térmico en Niños severos demuestra la necesidad de contar con plantas marginales de respaldo). La CREG abandonó ese objetivo, manteniendo la neutralidad tecnológica (Documento CREG 030/2017), **y la motivación original para revisar la asignación administrada perdió sustento, no siendo ya invocada dentro de los objetivos de la R.055/2017.**
- Por su parte, el experto Nils Hendrick Von der Ferh indicó que la subasta anual de plantas nuevas y existentes era la más conveniente, pero **sin una elaboración sobre la problemática integral del cargo por confiabilidad (“Cx”) que sirviera de soporte a dicha propuesta.**
- En 2017, la R.055/2017 propuso una subasta anual escalonada de plantas nuevas y existentes. Una vez analizados los comentarios recibidos, **la Comisión decidió retirar la propuesta de la agenda regulatoria, entre otras razones, para valorar con mayor detenimiento el riesgo de retiro de plantas.**
- En esa oportunidad, Sumatoria y PE3 elaboraron para ANDEG un riguroso análisis de la propuesta con argumentos fundamentales **que no han sido desvirtuados por la CREG y que aún siguen vigentes y aplicables a la nueva propuesta de la R.133/2021,** tal como se expone en el presente documento.

Tabla de Contenido

- 1 Introducción - Antecedentes
- 2 **El CxC, Fundamentos y Evaluación Integral**
- 3 La R.133/2021: Su Justificación y AIN de la CREG
- 4 Análisis del Impacto Normativo de la CREG en el Marco de las Guías OCDE
- 5 Posibles Implicaciones de la R.133/2021
- 6 Conclusiones y Recomendaciones
- 7 Anexos



La Razón de Ser del CxC

- **Las plantas y agentes principalmente afectados por la R.133/2021 son los térmicos** (tal como se demuestra en la sección de Posibles Implicaciones), que constituyen el **respaldo principal del sistema ante los eventos hidrológicos secos y/o otras variaciones climatológicas que afecten las FNCER en el futuro.**
- Por lo anterior, es conveniente recordar la razón de ser del CxC en Colombia.
 - ✓ Los mecanismos de remuneración de confiabilidad se hacen necesarios en el caso particular de **sistemas hidrotérmicos, donde la confiabilidad o suficiencia de los recursos energéticos se ve drásticamente comprometida ante eventos de hidrología crítica**, por la disminución significativa en la energía firme de los recursos hidráulicos.
 - ✓ Los eventos hidrológicos secos (y otros cambios en el contexto del cambio climático) tienen **incertidumbre en su ocurrencia, intensidad y duración.**
 - ✓ Consistentemente con esta condición, la evolución del parque de generación muestra una importante participación de recursos térmicos con diferentes tecnologías, combustibles y costos variables.
 - ✓ Los ingresos de un generador se encuentran determinados por sus ventas de energía en bolsa, por sus ventas en contratos (que a su vez dependen de sus costos variables) y por el cargo por confiabilidad.
 - ✓ Lo anterior implica que **existe generación térmica que depende en mayor o menor medida** (incluso en niveles cercanos al 100%) **del CxC para ser viable financiera y económicamente.**
 - ✓ *“... desde el punto de vista de costo de prestación del servicio, se debe propender por una canasta tecnológica que permita alcanzar el nivel de confiabilidad deseado con un costo de operación eficiente.”*

El CxC: Una Única Señal de Precio para las OEF y una Sola Subasta

- Dados los argumentos que motivan la nueva propuesta de subasta de OEF para plantas existentes, es necesario revisar los **principios económicos que sustentaron el diseño del CxC**, en particular, para la fijación de **una única señal de precio para la confiabilidad fijada por plantas nuevas en una subasta de expansión**; y consistentemente, **para la realización de una sola subasta, en lugar de dos, una para plantas existentes y otra para plantas nuevas, a diferencia de lo que se pretende con la R.133/2021.**
- 1. La confiabilidad como bien público, concepto de mediano y largo plazo y precio de equilibrio de largo plazo*.
 - ✓ La CREG concluyó **que la confiabilidad corresponde a un concepto de mediano y largo plazo**, y que **el precio de la confiabilidad debía responder al precio de equilibrio de largo plazo que resulte del mercado.**
 - ✓ Adicionalmente, señaló la CREG que **tal señal de precio permitiría el flujo de caja necesario para los proyectos existentes y para los nuevos.**
 - “(...) Esta señal económica, permite **disminuir incertidumbre sobre flujos financieros esperados de caja para proyectos existentes y para proyectos nuevos**, de forma tal que se tengan **señales de largo plazo como incentivo a la instalación de nueva generación en el país y a la permanencia de la existente.**”
 - “(...) En general en un mercado de energía se identifican externalidades que generan costos (racionamiento) y producen beneficios (confiabilidad), y el pago por confiabilidad pretende internalizar estas externalidades cobrando a los usuarios el valor de la confiabilidad que desean y pagando a los generadores por el beneficio que se obtiene de la confiabilidad que brindan. **En la medida en que se logre internalizar las externalidades identificadas, que hacen el mercado inestable e ineficiente, a través de un pago por confiabilidad, se logra que el precio que pagan los usuarios (energía y confiabilidad) corresponda al precio de equilibrio en el largo plazo en un mercado perfecto**”*.

* Elaboración con base en el Documento CREG 038/2004, soporte de la R.050/2004 y Documento de julio de 2006 (sin número), soporte de la R.043/2006.

El CxC: Una Única Señal de Precio para las OEF y una Sola Subasta (Cont.)

2. Consistente con una única señal de precio de OEF, la CREG recomendó una sola subasta en lugar de dos.

✓ La CREG elaboró un amplio análisis sobre la alternativa de realizar dos subastas, una subasta para plantas existentes y otra para nuevas. Al respecto, se destacan la siguientes conclusiones:

- *“Dado el análisis anterior [se refiere a los ingresos de un generador existente] se podría concluir que el precio resultante de la subasta para los generadores existentes no refleja el costo de inversión necesario para brindar la confiabilidad requerida por el sistema y por el contrario dichos precios solo reflejan el grado de competencia entre los generadores establecidos.”*

- *“De (3) se puede concluir [hace referencia a ingresos de plantas nuevas] que el precio de una obligación de energía firme entregada por un nuevo generador tiene relación directa con la inversión necesaria para disponer de la energía firme comprometida por dicha obligación.”*

- **“Considerando los análisis anteriores y dado que la obligación de energía firme busca ser una de las fuentes de remuneración de la inversión necesarias para brindar la confiabilidad requerida por el Sistema, no parece recomendable la realización de subastas independientes para generadores existentes y nuevos; por el contrario, se debería realizar una única subasta en la que participen ambos tipos de generadores.”**

✓ Al respecto, bien vale la pena analizar si el retiro de una planta existente como producto de la propuesta de la R.133/2021 podría originar precios de la subasta de expansión más altos, más aún, si se toma en cuenta que dichos precios, en las pasadas subastas, hubieran sido más altos si los proyectos asignados que se retiraron posteriormente no hubieran participado.

✓ También Peter Cramton (asesor de la CREG en ese proceso) propuso una única subasta para todas las plantas y que el precio fijado por las entrantes se aplicara a las existentes. Y en 2015, al describir el actual CxC, afirmó:

- **“...Importantly, both existing and new resources receive the same prices in the long run. There is no discrimination against existing resources.”**

La Existencia de Costos Hundidos fue Tomada en Cuenta en el Diseño

3. La presencia de costos hundidos de las plantas existentes, así como el poder de mercado, fueron tenidos en cuenta para el diseño de la subasta de expansión: Las plantas existentes no fijarían el precio.
 - Peter Cramton argumentó que las plantas existentes no participaran, tal como quedó, en la fijación de la señal de precio de largo plazo debido a los costos hundidos y el poder de mercado de varios agentes:
 - ✓ “... In this way, the bids from new capacity can reflect the cost of new entry. It makes the firm energy market contestable and allows new entry to set the price.... Existing capacity would set the wrong price because of sunk costs and market power. We must rely on new entry to set the price.”
4. El diseño de la subasta de expansión implica que la CREG determina la oferta futura de ENFICC a través de la definición de la demanda objetivo y, por lo tanto, incide en las condiciones de desbalance entre oferta y demanda de energía firme, y consecuentemente, en la aplicación de los mecanismos previstos para tales condiciones que se indican adelante.
 - La R.071/2006 incluyó dos elementos de riesgo para las plantas existentes:
 - ✓ La demanda objetivo quedó a discreción de la CREG que terminó adoptando en las convocatorias el **escenario de demanda alta de la UPME y no el escenario medio que se proponía en la R.043/2006**. En este sentido, dado que, como se muestra adelante, ese escenario siempre resulta considerablemente superior a la demanda real, el riesgo de reducción de demanda quedó en cabeza de las plantas existentes mediante el mecanismo de prorrata adoptado en la versión definitiva.
 - ✓ La creación de la subasta GPPS, **no prevista inicialmente**, introdujo incentivos para sobreoferta de energía firme respecto a la demanda objetivo proyectada, **y más allá del período de planeación (un horizonte de 10 años)**.

* Documento CREG 038/2004, soporte de la R.050/2004.

Aplicación de la Discrecionalidad de la CREG en la Demanda Objetivo

- De acuerdo con la Resolución CREG 103/2018, la demanda objetivo se define como la demanda total doméstica de energía para cada uno de los meses comprendidos entre el 1º de diciembre y el 30 de noviembre del año siguiente al periodo de planeación, **más un porcentaje que fijará la CREG**. La demanda total doméstica de energía corresponderá a la **proyección más reciente elaborada por la UPME para el escenario de proyección que seleccione la CREG**.
- A continuación, se presenta un resumen del cálculo de la demanda objetivo para cada una de las subastas del cargo por confiabilidad que han tenido lugar a la fecha:

Subasta 2008

- La demanda objetivo para la asignación mediante subasta de OEF para el año 2012-2013 corresponde al **escenario alto de la proyección realizada por la UPME** en noviembre de 2007, **para el año 2013-2014** (Resoluciones CREG 031/2007 y 019/2008).

Subasta 2011

- La demanda objetivo para la asignación mediante subasta de OEF para el año 2015-2016 corresponde al **escenario alto de la proyección realizada por la UPME** en noviembre de 2010, sumando los siguientes conceptos (Resolución CREG 056/2011 y Documento CREG 041/2011):
 - Energía asociada a **300 MW de exportaciones a Panamá**;
 - Aumento de la demanda por refrigeración y aire acondicionado durante el fenómeno de El Niño.**

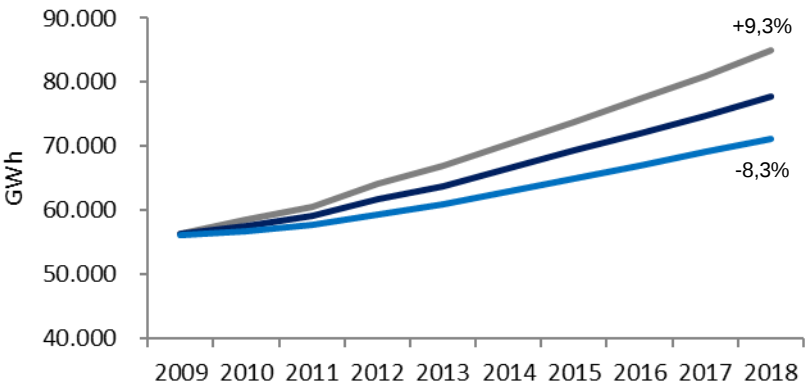
Subasta 2019

- La demanda objetivo para la asignación mediante subasta de OEF para el año 2022-2023 corresponde al **escenario alto de la proyección realizada por la UPME** en abril de 2018, teniendo en cuenta (Resoluciones CREG 064 y 104 de 2018 y Documentos CREG 050 y 075 de 2018):
 - Cambio en la ENFICC** de las plantas hidráulicas al reducir la ENFICC incremental considerando **el 98% PSS**.
 - Retraso en la entrada de Ituango.**

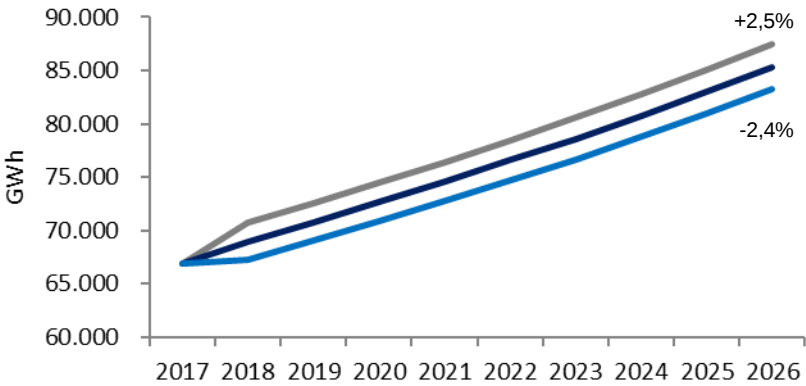
Las Proyecciones de la UPME También Agregan Incertidumbre

- En el caso de la determinación de la demanda proyectada, **las estimaciones de la UPME están sujetas a un gran componente de subjetividad** y es así como, a lo largo de los últimos años, **el constante cambio que presentan los conos y sus gradientes ha generado incertidumbre.**

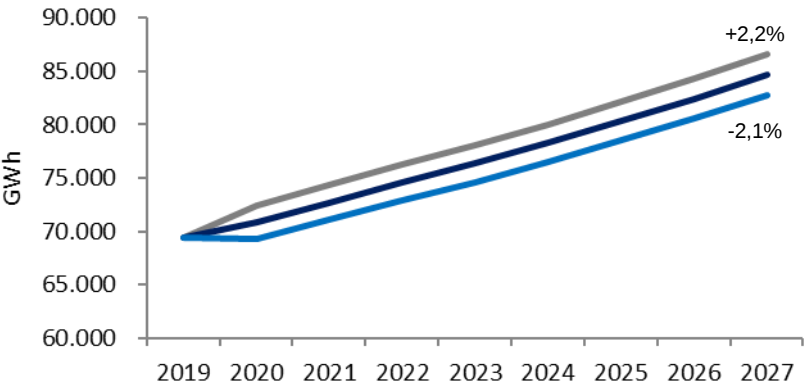
Proyección 2009



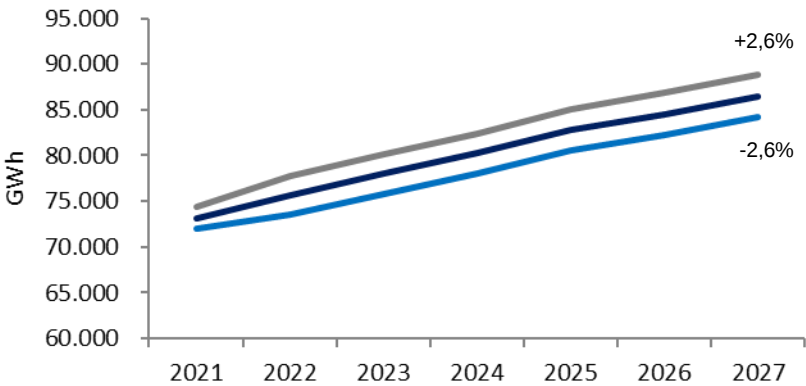
Proyección 2017



Proyección 2019



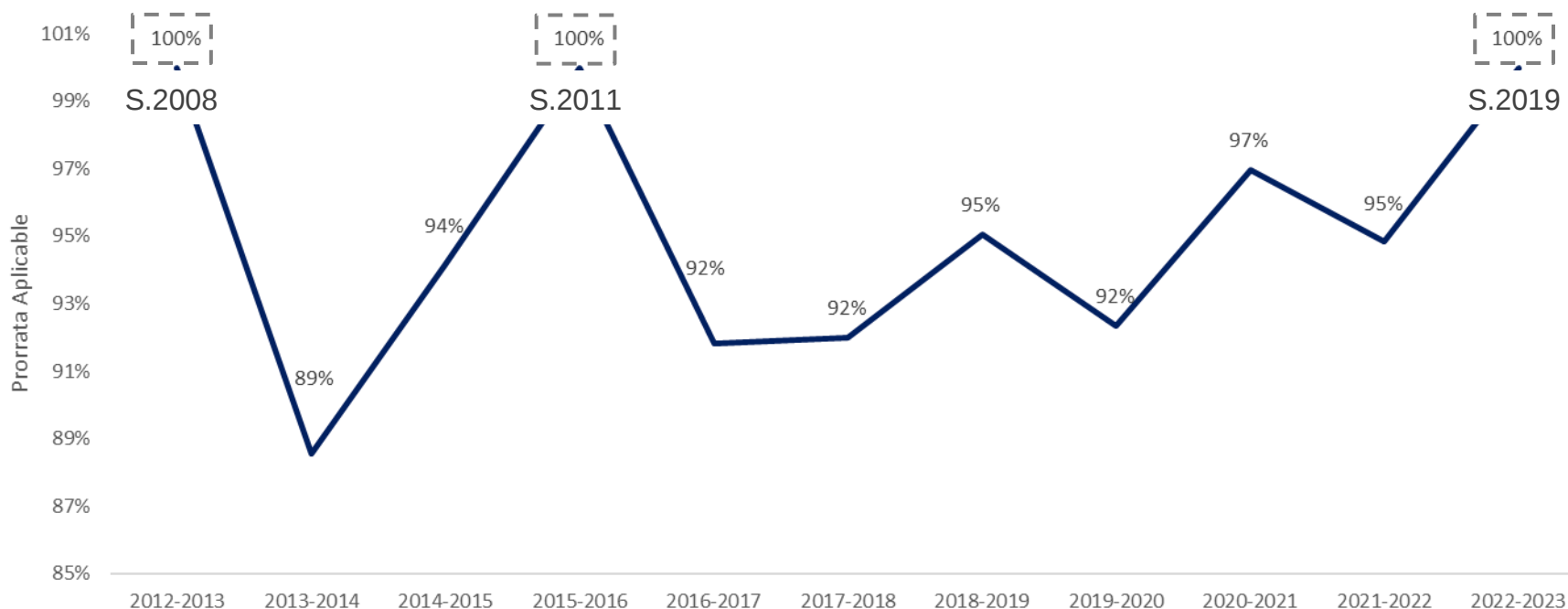
Proyección 2021



El Efecto de la Demanda Objetivo en la AAP (2013/2014 – 2021/2022)

- De esta manera, ante la incertidumbre en las proyecciones y la aplicación de los criterios de demanda objetivo por parte de la CREG, **el sistema ha terminado con un exceso de ENFICC que no es demandado en las subastas del CxC.**

El Efecto de la Sobre Estimación de Demanda Objetivo en la Prorrata

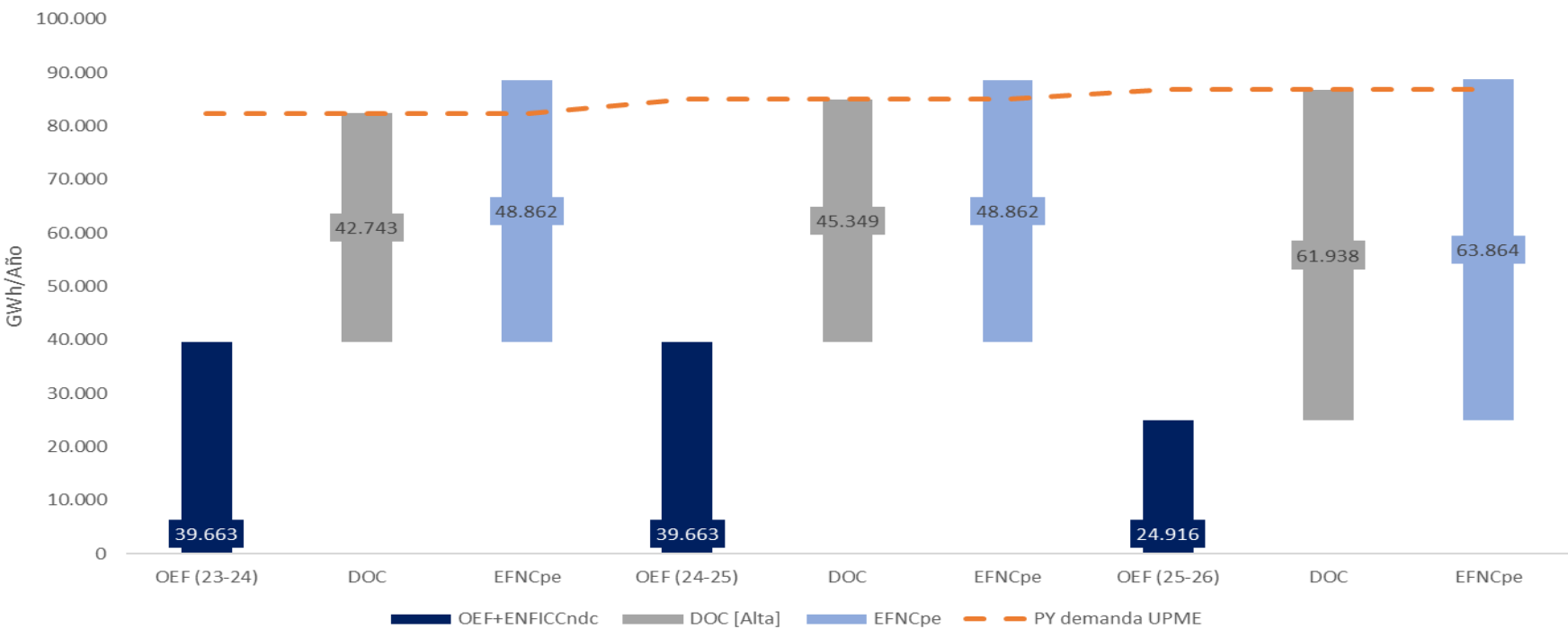


- Si bien el propósito del análisis no es desvirtuar la consideración de un escenario alto de demanda a la hora de convocar una subasta, en la medida en que se entiende la aversión al riesgo del regulador, **se pretende hacer un llamado de atención a la CREG al momento de hacer una modificación regulatoria con impactos de la envergadura que se verá más adelante.**

El Efecto de la Demanda Objetivo (2023/2024 – 2025/2026)

- Para los periodos entre el 2023-2024 y el 2025-2026, también se presentan excedentes importantes de ENFICC, demostrando la recurrencia de esta condición, posterior a la subasta de expansión, como producto del diseño integral del CxC.

Los Excedentes de ENFICC como Resultado de la Sobre Estimación de la Demanda



- Como se puede observar, la CREG pretende incentivar un mercado eficiente entre plantas existentes, bajo condiciones de excedentes de ENFICC que son producto, principalmente, del dimensionamiento de la demanda objetivo de la CREG para la subasta de expansión, de las anteriores subastas GPPS y de las subastas del MME.

No Existe Libre Juego de Oferta y Demanda para Subastas de Existentes

- La señal de precios única y una sola subasta están asociadas a los mecanismos para solución de desbalances entre oferta y demanda de ENFICC en periodos cargo asignados y no asignados.

Situaciones previstas para desbalance de OEF y ENFICC entre subastas de expansión

1. Excedente o faltante de OEF en periodos cargo totalmente asignados:

- ✓ Subasta de venta.
- ✓ Subasta de compra.
- ✓ Anillos de seguridad.

2. Excedente de ENFICC en periodos cargo sin asignación de OEF a existentes:

- ✓ Asignación administrada a prorrata (AAP).

Factores determinantes del desbalance entre OEF, ENFICC y demanda

- Oferta de ENFICC:
 - ✓ Criterios CREG de demanda objetivo.
 - ✓ Subastas del MME – MCLP y Mecanismo CREG de Tomadores de Cargo.
- Demanda de ENFICC:
 - ✓ Dinámica económica.
 - ✓ Criterios de demanda objetivo.

Implicaciones

- No existe libre juego de las fuerzas del mercado para subastas de existentes como las que propone la CREG.
- No puede haber puja entre plantas existentes, lo cual es el fundamento que subyace en el mecanismo de AAP.

- Estos elementos ilustran el diseño integral del CxC como un solo mercado de confiabilidad y cómo la AAP con el precio de la última subasta hacen parte del mismo concepto, y por lo tanto, como se amplía adelante, **una revisión de alguno de esos elementos debe partir de la evaluación integral de todo el mecanismo de CxC y las razones por las cuales los principios originales ya no le resultan válidos a la CREG.**
- Los fundamentos del CxC no se han desvirtuado teóricamente.

El CxC Tiene una Señal de Precio de Retiro de Plantas

- Una motivación central de la propuesta de la R.133/2021 es que no existe una señal de precios para el retiro de plantas obsoletas e ineficientes competitivamente.
- El anexo 10 de la R.071/2006 establece que un agente puede solicitar, en la subasta de expansión:
 - ✓ El **retiro temporal de una planta para los casos en que el precio de la Subasta sea menor a 0,8 veces el Costo del Entrante**; y,
 - ✓ El **período de vigencia para el cual se hace efectivo el retiro temporal** de la planta o unidad de generación.
- Adicionalmente, el CxC tiene un conjunto de reglas y procedimientos para el retiro de plantas que cuentan con asignación de OEF.
- Como se puede observar, **el CxC tiene prevista una señal de precios para el retiro de plantas.**
- Considerando lo anterior, surgen varios interrogantes frente a la justificación de la R.133/2021:
 - ✓ ¿Cuál es el concepto y referente de **obsolescencia tecnológica o ineficiencia** para identificar esas plantas que aún se mantienen, según la CREG, gracias a la AAP? **¿Están entrando nuevas plantas con esas tecnologías?**
 - ✓ ¿Cuál es la razón por la cual no se da retiro de plantas con la señal de retiro del CxC?
 - ✓ ¿Es por culpa de la señal dada? ¿O porque la señal de expansión dada por la subasta realmente no es eficiente? O simplemente, **¿porque todas las plantas existentes continúan siendo eficientes en el suministro de la confiabilidad en el marco competitivo de la subasta de expansión?**
 - ✓ Si la señal de precios de la subasta de expansión es eficiente, **¿por qué se considera que la señal de precio de la AAP (con un PxQ inferior al que se obtiene en la subasta de expansión), resulta ineficiente?**

Principio de “Eficacia” como Eje Central del Diseño del CxC

- A través del Documento CREG 072 de 2005, la CREG estableció los “Principios Fundamentales” que debían regir el nuevo esquema que sustituyera el del Cargo por Capacidad.
- Entre los Principios quedó consignado el de “Eficacia”, que a su vez incluyó los siguientes “aspectos generales”:
 - Constituir señal de largo plazo;
 - **Incentivar a la permanencia de la inversión existente y ejecución de nueva inversión;**
 - **Asegurar estabilidad;**
 - Oportunidad (ciclo de inversión).
- Adicionalmente, la CREG estableció ciertos “Criterios de Evaluación” correspondientes a los “Principios Fundamentales”. Los “Criterios de Evaluación” asociados al Principio de “Eficacia” fueron los siguientes:
 - Estabilidad: Conduce a una **baja volatilidad en la asignación del Cargo por Capacidad en el tiempo**, recibida por cada uno de los agentes del mercado, **tanto existentes como entrantes**.
 - Predictibilidad: Posibilita que **cualquier agente del mercado pueda estimar la evolución futura de su remuneración por concepto de confiabilidad**, con un nivel de probabilidad aceptable.
 - Capacidad de Previsión: Posibilita la apropiación oportuna de los requerimientos futuros del sistema.
 - Riesgos de la Actividad de Generación: Asigna los **riesgos de mercado que corresponden a la actividad de generación**.
 - Capacidad de Atraer Inversión Directa: Es un **esquema competitivo en el mercado internacional para atraer inversión** en nuevos proyectos de generación.

Principio de “Eficacia” como Eje Central del Diseño del CxC (Cont.)

- Como se puede deducir de la definición del Principio de “Eficacia” y de los “Criterios de Evaluación”, el diseño integral del CxC persiguió los siguientes objetivos, los cuales se estarían vulnerando con la eventual materialización del proyecto de resolución que se somete a consulta a través de la R. CREG 133 de 2021:
 - El Principio de “Eficacia” buscaba **incentivar la permanencia de la inversión existente y asegurar su estabilidad**.
 - Los “Criterios de Evaluación” de “Estabilidad” y “Predictibilidad” buscaban **certeza y baja volatilidad en la asignación de ingresos por vía del nuevo esquema de confiabilidad, sin diferenciación entre agentes existentes y nuevos**.
 - Los “Riesgos de la Actividad de Generación” buscaban ser asignados conforme al tipo de actividad ejercida; es decir, entendida la generación como una actividad en competencia, **debería ser el mercado, como un todo, el encargado de determinar el costo marginal de cada uno de los rubros de ingresos**.
 - Por último, en relación con la “**Capacidad de Atraer Inversión Directa**”, criterio que a su vez hace mención al **mercado internacional de inversión**, este procuraba atraer inversión extranjera, la cual en efecto ha llegado, pero que en concepto del Consultor, **se vería gravemente afectada producto de la aplicación de la resolución bajo consulta**.
- Lo anterior, sin perjuicio de la eventual vulneración de otros Principios como el de “Reciprocidad” que define el servicio / bien a entregar y a ser remunerado por vía del mecanismo del CxC, **sin hacer diferenciación alguna respecto al servicio / bien que prestan agentes existentes y nuevos**.

Sobre el Argumento de los Tomadores de Precio

- Finalmente, aunque la propuesta de la R.133/2021 no hace referencia al esquema de tomadores de Cargo, y que **la CREG ha ratificado que las reglas de las subastas de expansión no se están modificando**, es conveniente llamar la atención sobre argumentos equivocados que se han manifestado a raíz de la propuesta en discusión.
- En particular, Asoenergía argumenta que *“Las propuestas regulatorias en comentarios son alentadoras porque **existe la posibilidad de optimizar el precio de la confiabilidad**, considerando la diferencia entre el precio de **15,2 USD/MWh que hoy reciben las plantas existentes** (recibido incluso por más de 20 años) en comparación con los **9,0 USD/MWh por 10 años (feb/2019) que reciben las plantas nuevas bajo el esquema de tomadoras de Cargo**”*.
- La comparación de Asoenergía es incorrecta por cuanto el mecanismo de tomadores de cargo fue diseñado por la CREG por un periodo de aplicación limitado y con objetivos particulares relacionados con las plantas que participan en las subastas del MME y no tiene relación alguna con las subastas de expansión, tal como la misma CREG lo ha precisado.
- En la medida en que estos proyectos se viabilizan por las subastas del MME, **el ingreso que reciben bajo el esquema de tomadores de Cargo es un ingreso adicional que se tiene en cuenta dentro de los supuestos de las proyecciones que se construyen con el fin de despejar el precio a ofertar por el contrato**. De esta manera, dependiendo del valor del Cargo, el precio a ofertar en la subasta del MME será mayor o menor.
- A diciembre de 2021, las únicas plantas que han sido tomadoras de Cargo son Acacia 2, Apotolorry y Parque de Generación Solar Fotovoltaica Guayepo; siendo las tres plantas de FNCER **adjudicadas en la última subasta del MME**. En esta, las plantas participantes resultaron asignadas a un **precio promedio de COP 250/KWh (CERE incluido)**.

Aspectos Relevantes a Ser Considerados

- La CREG contrató un amplio estudio para **evaluar de manera integral el CxC y sus componentes**, incluyendo múltiples aspectos y dimensiones, **entre ellos, el proceso y las características de asignación de las OEF mediante subasta y AAP, el tratamiento de las plantas existentes y participación en las subastas de expansión y la integración con otros mecanismos del mercado.**
- Sin embargo, la propuesta de la R.133/2021 al igual que sucedió con la R.055/2017, no se ha sustentado en una evaluación integral del CxC, y, menos aún, en su discusión amplia en el sector.
- Las propuestas de subasta de plantas existentes, tal como se amplía adelante en la revisión del Análisis de Impacto Normativo elaborado por la CREG a la luz de las guías de la OCDE, **parten del supuesto de que la señal de precio de la subasta de expansión aplicada en la AAP ya no resulta necesariamente eficiente.**
- La existencia de costos hundidos de plantas existentes, como justificación suficiente para suponer ineficiencia en la AAP, **no es un argumento sólido, menos en un mercado competitivo como lo es el del suministro de OEF en la subasta de expansión y cuando ese precio tan solo se aplica por dos o tres años por una cantidad de OEF menor que la ENFICC disponible de las plantas existentes.**
- Las transacciones de M&A adelantadas en el sector durante la vigencia del MEM suponen este principio central de la valoración de las plantas de generación en Colombia.
- No se puede considerar una formación eficiente de precios de una subasta bajo condiciones de excedentes de ENFICC entre periodos cargo de subastas de expansión, cuando **las fuerzas del mercado se encuentran determinadas en buena medida por el regulador y las subastas del MME.**
- Finalmente, en un amplio estudio realizado por Sumatoria y PE3 en 2020 sobre las propuestas de modificación del CxC del Foco 1 de la MTE, y en particular sobre modificaciones al esquema de confiabilidad en California (con fuertes racionamientos durante 2020), se extrajo como enseñanza que, en un escenario de cambio climático y de alta penetración de FNCER variable como el que se está dando en Colombia, **la introducción de modificaciones al esquema de confiabilidad vigente, sin una evaluación rigurosa de sus implicaciones, puede conllevar grandes riesgos en el suministro.**

Tabla de Contenido

- 1 Introducción - Antecedentes
- 2 El CxC, Fundamentos y Evaluación Integral
- 3 **La R.133/2021: Su Justificación y AIN de la CREG**
- 4 Análisis del Impacto Normativo de la CREG en el Marco de las Guías OCDE
- 5 Posibles Implicaciones de la R.133/2021
- 6 Conclusiones y Recomendaciones
- 7 Anexos



Sobre los Antecedentes y Consideraciones del D.110/2021

- El punto de partida para la nueva propuesta se fundamenta en **hechos incompletos y postulados sin soporte, tal como se desprende del D.110/2021.**

Afirmaciones de la CREG sobre Antecedentes y Justificación	Comentario del Consultor
Sobre la R055/2017: <i>“Una vez recibidos los comentarios y los análisis de estos, la Comisión decidió retirar dicha propuesta de la agenda regulatoria, entre otras razones para valorar con mayor detenimiento el riesgo de retiro de plantas.”</i>	La CREG simplifica el diagnóstico y los análisis presentados por los agentes. Se ignora la argumentación sobre la distorsión de la oferta y demanda de ENFICC en las subastas por la intervención de la CREG.
Sobre propuestas del Foco 1 de la MTE: <i>“... dentro del foco 1 de mercados se volvieron a plantear algunos ajustes al [CxC], entre los cuales estaba el tema de asignación de OEF a plantas existentes vías subastas.”</i>	En el estudio elaborado por Sumatoria y PE3 en 2020 sobre las propuestas en discusión para el MEM, se concluyó que el Foco 1 no realizó evaluación alguna de la propuesta de subasta de plantas existentes.
<i>“En general, el diagnóstico sobre el mecanismo vigente de [AAP] ... ha girado en torno a la discusión sobre cuál debe ser la remuneración eficiente para las mismas, ya que el pago actual del [CxC] ...está atado a una señal de expansión, justificado en que las plantas existentes prestan el mismo servicio que las plantas nuevas, sin embargo debe considerarse la existencia de costos hundidos en dichas plantas, por lo que surge el interrogante de cómo debería determinarse el valor eficiente del [CxC] que deberían recibir estas plantas.”</i>	El D.110/2021 se limita a adoptar como axioma su afirmación sobre costos hundidos para justificar la subasta sin elaborar un análisis económico del mismo en el contexto del CxC ni una evaluación integral de este mecanismo.
<i>“... se ha evidenciado la ausencia de una señal de retiro para plantas con obsolescencia tecnológica o que ya no son competitivas...”</i>	La CREG no aporta tal evidencia de la ausencia de la señal de retiro e ignora la señal de retiro establecida en el CxC.

El Análisis de Impacto Normativo (AIN) Elaborado en el D.110/2021

- A continuación, se incluye de manera esquemática, pero total, el AIN elaborado por la CREG con el fin de **apreciar su alcance y nivel de elaboración para efectos de su valoración a la luz de las guías OCDE en la siguiente sección.**

Identificación del Problema

“El mecanismo actual de asignación y de formación del precio del Cargo por Confiabilidad para la remuneración de plantas existentes no da señales de eficiencia en términos del valor pagado y de renovación del parque de generación.”

Causa según el D.110/2021	Consecuencia según el D.110/2021
<i>“Las reglas de asignación de OEF a plantas existentes conllevan a que sean tomadoras del precio del [CxC] de la subasta de plantas nuevas [...a una señal de expansión].</i> <i>La regulación previó un escenario de subastas más frecuentes para convocar subastas de expansión y actualizar el precio de remuneración del [CxC], sin embargo la demanda no ha crecido de la manera esperada para convocar subastas más frecuentemente.</i> <i>Respecto a la [AAP], no hay ningún mecanismo de puja que permita identificar la disponibilidad a ser compensados por el servicio de confiabilidad de las plantas existentes.</i> <i>Adicionalmente la [AAP] no reconoce la obsolescencia tecnológica o la pérdida de competitividad de las plantas existentes.”</i>	<i>“No obstante, a diferencia de las nuevas plantas, las plantas existentes tienen costos hundidos que dependen de sus condiciones de desarrollo y antigüedad.</i> <i>Adicionalmente la remuneración requerida de estas plantas puede haberse afectado por los cambios en el precio de escasez.</i> <i>En consecuencia, es incierto si el valor recibido del Cargo es el adecuado para estas plantas.</i> <i>Por otro lado, se identifica ..., y que las plantas existentes no tienen señales que incentiven mejorar su competitividad, por lo que la renovación del parque de generación es bastante lenta.</i>

El AIN sobre el Sistema, Agentes y Usuarios

- En la siguiente tabla, se incluye el análisis del impacto sobre los usuarios, los agentes y el sistema realizado por la CREG, así como el comentario del Consultor al respecto.

Objetivo	Análisis D.110/2021	Comentario del Consultor
Usuarios	<i>“El pago ... será un valor que saldrá del mercado y en ningún caso será superior al precio del cargo que resulta de la subasta de expansión.”</i>	- Se ignora que el precio de la AAP salió de un proceso competitivo (subasta de expansión). - Se ignora que el mercado de una subasta de solo existentes se encuentra distorsionado.
Plantas de Generación	<i>Pueden programar sus procesos de compra de combustible.</i> <i>La plantas más competitivas tendrán la oportunidad de recibir OEF por una cantidad superior a la asignación a prorata.</i> <i>Las plantas menos competitivas recibirían asignaciones de OEF inferiores a la prorata, por lo que tendrán incentivos a mejorar su competitividad.</i>	- Dada la problemática de contratación de combustibles por los costos fijos que genera, no se entiende cómo la propuesta contribuye a su solución. Por el contrario, el esquema de AAP que asigna a varios periodos proporciona mejores condiciones que la propuesta. No se evalúa las implicaciones sobre las plantas térmicas marginales requeridas para los eventos de Niño severo, y en general, para las térmicas. No se evalúa el impacto sobre las empresas y los inversionistas.
Confiabilidad del Sistema	<i>Para el sistema se establecen mecanismos para definir una asignación y precio del [CxC] eficientes a plantas existentes mediante un esquema de mercado, bien sea que se haya adelantado o no subastas de expansión, sin poner en riesgo la confiabilidad del sistema, dado que se mitigan los riesgos de retiro, pero dando señales de actualización tecnológica.</i>	- No se demuestra que no se ponga en riesgo la confiabilidad, especialmente en el contexto de penetración de FNCER. - No se explica cómo se mitigue el riesgo de retiro. - No se define cómo se verifica que las plantas que salen con menor remuneración son las de mayor obsolescencia.

El AIN de la CREG: Antesala a su Examen bajo Guías OCDE

- La pregunta que se plantea la CREG sobre si las plantas existentes deben recibir el mismo precio de la señal de expansión por tener costos hundidos indicaría que **la entidad está cuestionando totalmente el precio de OEF y la forma de asignación a las plantas existentes**, independientemente de si se trata de la subasta de expansión o no.
- Lo anterior implica que **la CREG está colocando bajo cuestionamiento y revisión toda la fundamentación económica del CxC, sin el respectivo debate teórico**, como sí se dio en su oportunidad entre 2004 y 2006.
- Ahora bien, como se puede desprender de la observación del Análisis de Impacto Normativo elaborado en el D.110/2021, este **carece de una identificación de evidencias concretas, evaluaciones y valoraciones rigurosas que respalden la identificación del problema, sus causas y consecuencias, y demás afirmaciones**.
- En la sección siguiente, se profundiza en la evaluación del alcance del AIN elaborado en el D.110/2021, siguiendo las guías OCDE, el cual **permite poner de relieve la necesidad de contar con un Análisis de Impacto Normativo verdaderamente profundo y sólido**, tal como lo demanda una propuesta de modificación del CxC de tal magnitud e implicaciones, **tanto para la confiabilidad como para las empresas e inversionistas, y potencialmente, para los mismos usuarios en la medida que la confiabilidad pueda verse afectada**.

Tabla de Contenido

- 1 Introducción - Antecedentes
- 2 El CxC, Fundamentos y Evaluación Integral
- 3 La R.133/2021: Su Justificación y AIN de la CREG
- 4 **Análisis del Impacto Normativo de la CREG en el Marco de las Guías OCDE**
- 5 Posibles Implicaciones de la R.133/2021
- 6 Conclusiones y Recomendaciones
- 7 Anexos



La R.133/2021 no Cumple con los Principios OCDE del AIN

- La **Guía Metodológica de Análisis de Impacto Normativo (AIN)**, desarrollada en el marco de la cooperación entre el DNP y la OCDE en 2016, desarrolla **elementos para Colombia del Análisis de Impacto Normativo (AIN)** a ser tenidos en cuenta.
- “La OCDE define el AIN como una herramienta que ayuda al proceso decisorio porque sistemáticamente examina los impactos potenciales de las acciones gubernamentales, **haciendo preguntas sobre costos y beneficios, sobre cuán efectiva será la acción gubernamental en alcanzar los objetivos y si hay otras alternativas viables para los gobiernos...**”
- Afirma la Guía de la OCDE que:

“La intervención regulatoria debe darse cuando el regulador tiene buenas razones, basadas en evidencia concreta, que demuestran que su intervención vale la pena y traerá beneficios para la sociedad. Es decir, cuando los beneficios para la sociedad justifican los costos que la acción gubernamental puede causarle a la sociedad en su conjunto.

El regulador, por eso, necesita identificar cuidadosamente los costos y beneficios asociados a cada una de las opciones seleccionadas, con el fin de analizarlos posteriormente para poder compararlas y determinar cuál de ellas es la mejor para la sociedad. Una forma inicial de identificar los impactos es atribuirlos a los diferentes actores potencialmente afectados y que debieron ser correctamente mapeados durante la fase de definición del problema.”
- En este contexto, a continuación se presenta un análisis, siguiendo las guías de la OCDE, donde **se ponen de relieve las limitaciones del AIN realizado por la CREG** y, por ende, la **inconveniencia de adoptar una propuesta como la de la R.133/2021, sin contar con un soporte sólido del AIN.**

Sobre la Definición del Problema

- Agrega la Guía que **la definición del problema es la parte más importante del proceso de AIN** y consiste en **responder las siguientes preguntas**, respecto a las cuales se incluye el análisis del Consultor con base en el documento CREG 110/2021:

Preguntas de la Guía OCDE	El Problema que Identifica la CREG	Carencias en la Identificación del Problema por Parte de la CREG
¿Cuál es la situación que se ha identificado y que requiere acción regulatoria? ¿Es realmente un problema?		La existencia de costos hundidos no implica que la señal de expansión que se reconoce también a las existentes en la subasta incentive la permanencia de plantas ineficientes.
¿Qué está causando o dando origen a dicha situación? – El regulador debe identificar correctamente cuáles son las causas del problema, para poder atenderlas acertadamente. Pregúntese el por qué de la situación, para llegar a las causas que lo están creando. Las causas de un problema generalmente corresponden a fallas de mercado, fallas regulatorias....”	<i>“El mecanismo actual de asignación y de formación del precio del Cargo por Confiabilidad para la remuneración de plantas existentes no da señales de eficiencia en términos del valor pagado y de renovación del parque de generación.”</i>	No hay una discusión teórica y conceptual sobre los costos hundidos ni por qué la justificación que se dio en el diseño del CxC dejó de ser conceptualmente válida.
¿Cuáles son los efectos que surgen de esa situación? El problema seguramente se manifestará a través de algunos efectos visibles para el regulador. Esas consecuencias deben ser identificadas oportunamente para posteriormente definir objetivos para atenderlas.		No se da evidencia alguna de cuáles plantas se consideran ineficientes y si lo son, por qué el CxC en la AAP las mantiene.
¿Quiénes y de qué forma están siendo afectados o podrían ser afectados por la situación? – Los actores afectados deben ser identificados para saber qué papel juegan en la situación actual y cuáles otros podrían ser afectados en caso de intervenir.		La ausencia de un análisis orientado a responder esta pregunta es una de las principales falencias del AIN de la CREG, sobre lo cual se elabora enseguida.

La OCDE, el AIN y la Identificación de los Grupos Afectados

- La Guía de la OCDE señala que durante la definición del problema es importante identificar a los grupos que podrían ser afectados por una posible solución. Toda intervención crea ganadores y perdedores y el **AIN debe ayudar a identificar quiénes pertenecen a cada grupo, en qué forma son afectados y por cuánto**, para así tomar mejores decisiones que minimicen **los costos y maximicen los beneficios de la intervención en la sociedad**.
- Entre los grupos afectados a tomar en cuenta en la valoración se encuentran las empresas del sector privado.** A continuación se elabora al respecto, pues la CREG no desarrolla este aspecto clave de las orientaciones OCDE.

Aspectos del Impacto sobre las Empresas	Análisis de la CREG	Aproximación del Consultor
¿Qué tipo de plantas y de empresas son las que salen principalmente afectadas?	No existe una evaluación al respecto.	Nuestra evaluación demuestra que son plantas térmicas las que pueden salir afectadas, así como empresas generadoras independientes.
Dado el tipo de impacto principal sobre cierto tipo de plantas, ¿cuáles pueden ser las consecuencias sobre (i) la confiabilidad del SIN; y, (ii) los precios futuros de la confiabilidad?	No existe una evaluación al respecto.	Resulta conveniente evaluar cómo, gracias a la permanencia de las plantas existentes por el mecanismo de AAP, los problemas de entrada en operación de nuevos proyectos han podido ser manejados por el Gobierno. ¿Cuál podría ser el análisis costo-beneficio de esta situación si se hubiera dado el retiro de plantas térmicas originado por el mecanismo de subastas? ¿Cuál podría ser el impacto en la confiabilidad en el contexto actual de penetración de FNCER y cambio climático?
¿Cuál es el impacto en el valor de las empresas (incluidas las públicas como Gecelca, Gensa y participaciones como Emcali) y de la inversión de las transacciones recientes como Termovalle, Termoflores o Tebsa? ¿Cómo valorar a futuro estas empresas básicamente de generación térmica?	No existe una evaluación al respecto.	Como banca de inversión con amplia experiencia en procesos de M&A, Sumatoria prevé que el nuevo mecanismo traiga las siguientes consecuencias para las empresas independientes: (i) depreciación del valor ante incertidumbre en resultados del mecanismo para la empresa; y, (ii) encarecimiento (o inviabilidad) del endeudamiento.

El Riesgo de Hundimiento de Inversiones de M&A

- El concepto de costo hundido en el activo es diferente al de hundir el costo de la inversión que hizo un inversionista teniendo confianza en el país, contando con el apoyo de las instituciones financieras involucradas, valorando una empresa cuyo producto principalísimo es su energía firme en función de la valoración que el país hace de la confiabilidad del SIN y del papel que desempeñan las plantas térmicas.
- A continuación, se ilustran las transacciones de M&A relacionadas con plantas térmicas realizadas en los últimos 5 años.

Planta	Año de la Transacción	Valor de la Transacción	Comprador	Vendedor
Termoflores (610 MW)	2019	USD 420 MM	EnfraGen (Glenfarne)	Celsia
Termovalle (241 MW)	2021	n.a.	Glenfarne Group y Partners Group	Juneau Business Inc., Termovalle Investment y Altra
Termoemcali (213 MW)	En venta	USD 187 MM	n.a.	Contour Global Latam
Termoyopal (150 MW)	2021	n.a.	EGE Haina	SCL Mercantil Colpatria, Altra
Proeléctrica (90 MW)	n.a.	n.a.	Grupo Ethuss	Pacific Power Generation
Isagén (1240 MW)	2016	COP 11,2 BN	Brookfield	Gobierno Nacional
7 hidroeléctricas (150 MW)	2021	n.a.	Isagén	Lareif
Termomechero (58 MW)	2021	n.a.	CIEF	Ashmore

▪ Se corre el riesgo de destrucción de valor de las inversiones de inversionistas que han creído que en Colombia existe un mercado y que por ello, los activos valen por el precio de sus productos (en este caso, el producto homogéneo de confiabilidad con significado de largo plazo).

Sobre la Definición de Objetivos

- La OCDE señala que en esta etapa es esencial preguntarse: **¿Qué es lo que se pretende alcanzar con la intervención regulatoria?** Una vez el problema ha sido definido, y se ha establecido que hay justificación para que se realice una intervención, el regulador debe identificar los objetivos de la intervención. Es decir, **cuál es el resultado o efecto que se espera tenga la intervención.**
- Los objetivos son básicos para continuar con los siguientes pasos del AIN puesto que se convierten en **el referente con el que el regulador podrá definir las alternativas y evaluarlas.**
- El D.110/2021 define como objetivo de impacto obtener una formación de precio eficiente del Cargo por Confiabilidad para la remuneración del servicio de confiabilidad ofrecido por las plantas existentes, que surja de un mecanismo de mercado.
- Al respecto, es pertinente resaltar lo que señala la Guía: **“Es importante también no confundir entre “medios” y “fines”: el objetivo es el resultado que el gobierno quiere alcanzar, no los medios para llegar a él.”**
- Un aspecto que observa el Consultor es que, si un objetivo es dar la señal para el retiro de plantas ineficientes mediante la formación de precios de la subasta propuesta, **la CREG no ha definido referente alguno del alcance de “eficiencia” para evaluar los resultados.** Por ejemplo, ¿se trata de una planta de ciclo abierto (y si ello fuera así, cómo se explica que entren plantas de ciclo abierto en las subastas de expansión), o de este tipo de plantas pero con respaldo de líquidos así en el futuro puedan contar con gas natural? ¿O es un problema que trasciende la tecnología pero se relaciona con costos fijos de AOM, caso en el cual los generadores con portafolio relevante hidroeléctrico podrán mantener sus plantas térmicas ante la distribución de sus costos entre múltiples plantas de generación, e incluso, otras actividades de la cadena de valor?
- Adicionalmente, **si la subasta arroja precios superiores a los de la subasta de expansión, ¿por qué son ineficientes? ¿Sólo son eficientes si son inferiores?**

La Selección de Alternativas según la Guía OCDE

- Señala la Guía de la OCDE que en la fase de selección de alternativas **se busca que el regulador identifique las opciones que considera viables para alcanzar los objetivos planteados**, de tal forma que sea evidente el rango de posibilidades con las cuales se podría llegar a soluciones.
- En el documento CREG 110/2021 **no se observa un análisis riguroso y numérico** de las alternativas de señales de retiro de plantas ineficientes, entre otras razones, porque **el citado documento no precisa cuál es el alcance de esa ineficiencia ni cuáles son las evidencias de que esta situación se presente debido a la AAP.**
- Por ejemplo, **no se analiza si la alternativa de reportar en las subastas de expansión el precio por debajo del cual una planta no estaría dispuesta a participar no es un mecanismo apropiado y por qué razón no lo sería.**
- Ni tampoco se analiza, en concordancia con lo anterior, por qué si en la subasta de expansión se considera eficiente asignar a las plantas existentes el precio resultante, **la CREG supone que la AAP, la cual implica una menor remuneración de la OEF de la planta existente en términos de su ENFICC disponible frente a aquella que reciben las plantas entrantes, es ineficiente.** La siguiente gráfica ilustra esta reflexión.



Conclusiones de la Observancia de los Principios OCDE en el AIN

- Aunque una evaluación completa y detallada de la manera en que el documento CREG 110/2021 adelanta el AIN en el marco de las guías dadas por la OCDE para Colombia rebasa el alcance de la presente consultoría, **el análisis aquí elaborado es suficiente para concluir que:**
 - ✓ **La identificación del problema carece de una elaboración y discusión profunda, y de evidencias**, que soporten la validez del problema identificado como de sus causas.
 - ✓ En ese proceso, **no se ha demostrado por qué los razonamientos económicos que eran válidos para la asignación del precio de OEF de la subasta de expansión a las existentes y la AAP, han dejado de serlo.**
 - ✓ Tampoco se discute por qué razón, en un mercado global de confiabilidad y energía en el SIN, de libre entrada y salida de plantas y de transacciones de M&A que no se encuentra regulado como un monopolio natural, se considera que **los costos hundidos deben ser considerados por la CREG para segmentar ese mercado competitivo.**
 - ✓ **No se valora el impacto sobre el sector privado (empresas e inversionistas).**
 - ✓ En el análisis de las causas, **no se discute la incidencia que tienen los criterios de la CREG para la fijación de la demanda objetivo y de las subastas GPPS**, cuyo efecto recurrente ha sido el exceso de ENFICC entre subastas de expansión, situación ahora agudizada por las subastas del mecanismo de contratos de largo plazo del MME.
 - ✓ **Tampoco ha evaluado la CREG la importancia de haber contado con las plantas existentes** en los procesos críticos de atrasos de proyectos para apreciar el potencial impacto negativo de la propuesta de la R.133/2021.
 - ✓ No se explica la razón por la cual se pretende impulsar una medida de tal magnitud **sin esperar a los resultados del estudio contratado por la CREG para evaluar integralmente el CxC y su discusión en el sector.**
 - ✓ Si como lo señala la OCDE, “La intervención regulatoria debe darse cuando el regulador tiene buenas razones, basadas en evidencia concreta, que demuestran que su intervención vale la pena y traerá beneficios para la sociedad...”, **no es conveniente adoptar una propuesta como la de la R.133/2021, sin contar con un soporte sólido del AIN que siga las guía propuestas por la OCDE.**

Tabla de Contenido

- 1 Introducción - Antecedentes
- 2 El CxC, Fundamentos y Evaluación Integral
- 3 La R.133/2021: Su Justificación y AIN de la CREG
- 4 Análisis del Impacto Normativo de la CREG en el Marco de las Guías OCDE
- 5 **Posibles Implicaciones de la R.133/2021**
- 6 Conclusiones y Recomendaciones
- 7 Anexos



Posible Impacto de la Propuesta en los Agentes del Mercado

Posibles Implicaciones de la R.133/2021

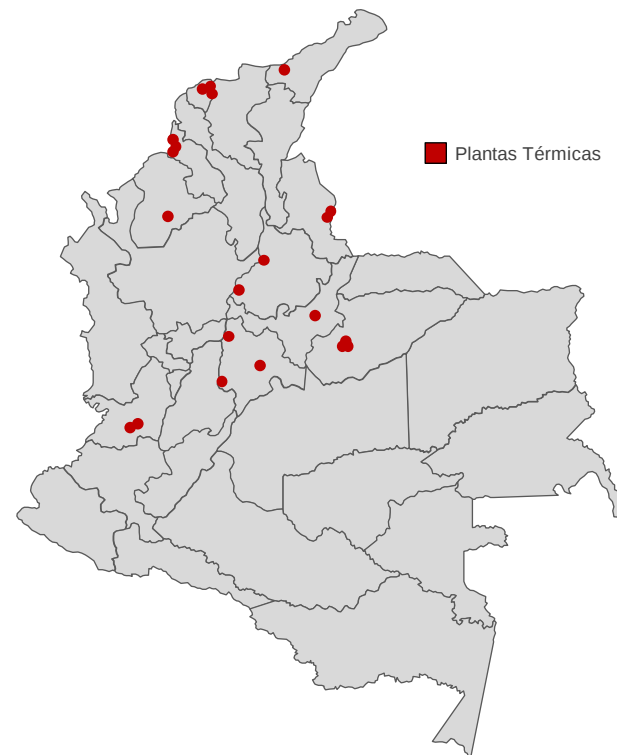
- El impacto de la propuesta puede resultar **asimétrico y discriminatorio**, dependiendo de si se trata, en un lado, de agentes cuya generación proviene principalmente de fuentes hídricas y, en el otro lado, de **agentes independientes**, cuya generación está limitada al uso del recurso térmico y, por consiguiente, que **no cuentan con la posibilidad de diversificar el riesgo en una subasta**:
 - ✓ El presente ejercicio se enfoca en el riesgo de retiro de plantas térmicas, sin perjuicio de la destrucción de valor de empresas e inversiones tal como se expuso en la sección anterior.
 - ✓ Para la primera subasta que se realizaría según el mecanismo propuesto por la CREG en la R.133/2021, los agentes térmicos independientes que **no tengan acceso a rentas infra marginales y que no cuenten con un portafolio de generación hidroeléctrica relevante, se verán obligados a reflejar la totalidad de sus costos fijos en su oferta de precio**. Por esta razón, estas plantas estarán en riesgo de no recibir asignaciones en el concurso y terminar asignadas a prorrata (o, incluso, no asignadas, dependiendo de su cantidad mínima informada) y, por consiguiente, se enfrentarían a una disminución de sus ingresos que, posiblemente, no les permitiría cubrir sus costos fijos.
 - ✓ Independientemente del escenario de sensibilidad que se esté corriendo (cantidad mínima informada y factor f), plantas como **Proeléctrica, Termoemcali y Barranquilla 3 y 4 quedarían sin asignaciones de OEF o asignadas a prorrata, lo que potencialmente podría conducir a su salida del mercado**.
 - ✓ Dependiendo del escenario que se corra, en su primer año de aplicación, **el mecanismo propuesto por la CREG ocasionaría la no asignación de entre 2 y 4 plantas térmicas**. Esto podría ocasionar su salida del SIN, lo que se traduciría en una **pérdida de entre el 3% y el 5% del total de ENFICC del sistema y anticiparía la siguiente subasta de expansión**. A su vez, **las plantas asignadas a prorrata podrían enfrentarse a una reducción de hasta el 40% de sus ingresos por el CxC frente a lo esperado al participar del mecanismo de asignación**.
 - ✓ Finalmente, la propuesta de la UPME de insistir en la construcción de la **planta de regasificación del Pacífico** podría verse comprometida en la medida en que **el costo de desarrollo de la misma tendría que ser asumido por la totalidad de la demanda de gas natural, excluyendo la demanda de las plantas a gas de la región Andina que saldrían del sistema** (ver anexo 5 con la ubicación de las plantas).

Posible Impacto de la Propuesta en los Agentes del Mercado (Cont.)

Agentes Térmicos sin Portafolio Hídrico

- Los agentes térmicos independientes son los generadores térmicos puros que **no cuentan con un portafolio de generación hídrico relevante**. En ausencia de ingresos provenientes de otras fuentes tecnológicas, estos agentes **tienen que reflejar la totalidad de sus costos fijos en su oferta de precio para las asignaciones de cargo por confiabilidad**, so pena de no poder sostener la operación y continuar como agentes activos del SIN.
- La capacidad instalada de los agentes térmicos independientes pesa un **23% sobre la capacidad instalada** total del SIN, **su generación pesa un 21,5%** y **su ENFICC un 42%**, tal como se ilustra en la siguiente tabla. Particularmente por la energía firme que aportan estos agentes al SIN, cualquier medida regulatoria que eventualmente los impacte tendría consecuencias importantes.

Planta	Capacidad Instalada 2020 (MW)	% en Total	Generación 2020 (GWh)	% en Total	ENFICC 2020 (GWh/Año)	% en Total
TEBSA	791	4.52%	3357	4.84%	6741	8.86%
TERMOFLORES	610	3.49%	2054	2.96%	5081	6.68%
TASAJERO	333	1.90%	2110	3.04%	2725	3.58%
TERMOCANDELARIA	314	1.80%	188	0.27%	2683	3.53%
TERMOGUAJIRA	290	1.66%	1459	2.10%	1907	2.51%
GECELCA 32	273	1.56%	1515	2.18%	2219	2.92%
TERMOVALLE	241	1.38%	290	0.42%	2059	2.71%
TERMOEMCALI	213	1.22%	9	0.01%	1545	2.03%
TERMOPAIPA 1-2-3	178	1.02%	856	1.23%	1277	1.68%
GECELCA 3	164	0.94%	829	1.20%	1049	1.38%
TERMOPAIPA 4	160	0.92%	1054	1.52%	1336	1.76%
TERMOYOPAL	150	0.86%	687	0.99%	1155	1.52%
BARRANQUILLA 3-4	120	0.69%	58	0.08%	751	0.99%
PROELÉCTRICA	90	0.51%	303	0.44%	718	0.94%
TERMOnte	88	0.50%	152	0.22%	672	0.88%
TOTAL	4015	22.96%	14921	21.52%	31917	41.95%



Posible Impacto de la Propuesta en los Agentes del Mercado (Cont.)

Simulación Mecanismo Propuesto en la R.133/2021

- Con el objetivo de **cuantificar el efecto que la propuesta contenida en la R.133/2021 podría tener en el mercado de generación**, se simularon distintos escenarios de subastas según el mecanismo propuesto por la CREG.
- Para esto, se empezó por **ordenar las plantas participantes por su requerimiento de CxC**, según los supuestos que se presentan en la siguiente diapositiva.
- Luego, a la demanda objetivo, representada por el **escenario alto de las proyecciones de la UPME**, se le descontaron las OEF asignadas para el periodo 2025-2026 y la ENFICC de las plantas no despachadas centralmente (para el mismo periodo), para llegar a la **Demanda Objetivo a Cubrir (DOC)**.
- Posteriormente, **la Demanda a Cubrir por Concurso (DCC) se calculó en función de (i) la demanda objetivo a cubrir (DOC); (ii) el factor f seleccionado; y, (iii) el excedente de ENFICC** (resultado de descontar la demanda objetivo a cubrir de la ENFICC no comprometida de plantas existentes (EFNC)), según la fórmula propuesta en la Resolución y que se presenta a continuación:

$$DCC = DOC - f * (EFNC_{PE} - DOC)$$

- Teniendo los parámetros de entrada de cada escenario, se realizaron las simulaciones del concurso. En estas, la Demanda a Cubrir por Concurso se asignó según el ordenamiento por requerimiento de CxC y, de ser el caso (dependiendo del factor f seleccionado), **el remanente de la Demanda Objetivo a Cubrir (DOC) se asignó a prorrata**. Esto se hizo teniendo en cuenta que la asignación que se le hace a una planta, tanto en la subasta como en la prorrata, debe ser **superior a la cantidad mínima informada**.
- Considerando que la R.133/2021 de la CREG establece que el periodo de planeación para la aplicación del mecanismo propuesto debe ser superior o igual a 3 años, **el primer periodo de asignación para el que se podría aplicar es el periodo 2025-2026**. Por lo tanto, las simulaciones se hicieron a partir de dicho periodo.



Posible Impacto de la Propuesta en los Agentes del Mercado (Cont.)

Simulación Mecanismo Propuesto en la R.133/2021

- Para una planta dada, la participación en la subasta puede arrojar **tres posibles resultados**:
 1. **La planta es asignada en el mecanismo competitivo y se le asigna la totalidad de su ENFICC no comprometida.** En el caso en el que la planta sea aquella que fije el precio de despeje, se le asignará el **máximo entre la cantidad necesaria para igualar la DCC y la cantidad mínima informada.**
 2. **La planta es asignada a prorrata y se le asigna, al menos, su cantidad mínima informada.** En este caso, será necesario evaluar si el precio de despeje de la asignación competitiva, que corresponde al precio de la asignación a prorrata, y la cantidad de OEF asignadas, son suficientes para **cubrir los costos de operación de la planta.**
 3. La cantidad mínima informada por la planta es superior a la cantidad de ENFICC que se le va a asignar a prorrata y, por consiguiente, **la planta sale de la asignación.** En este caso, al quedar sin OEF, **la planta se vería obligada a suspender su operación y terminaría saliendo del sistema.**
- La siguiente tabla contiene el detalle de los supuestos utilizados para el desarrollo del ejercicio:

Supuesto	Unidades	Valor	Fuente
Costo fijo de operación	USD / kWh-año	41,75	CREG - DOC. 030/17
Costo fijo de suministro (GNI)	USD / MBTU	0,5	CREG - DOC. 030/17
Costo fijo de suministro (diesel)	USD / MBTU	0,5	CREG - DOC. 030/17
Costo fijo de suministro (fuel oil)	USD / MBTU	0,3	CREG - DOC. 030/17
<i>Heat Rates</i>	MBTU / MWh	Varía por planta térmica	XM (noviembre 2021)
Disponibilidad de energía térmica	%	95%	Asignado por consultor
ENFICC (Validada y Ofertada)	GWh	Varía por planta	XM
Periodo de vigencia (ENFICC)	Fecha	Varía por planta	XM
OEF Asignadas	GWh	Varía por planta	XM
Demanda Objetivo	GWh	Varía por año	UPME - Escenario alto
Costo fijo total (hidroeléctricas)	USD / MWh	0,00 ¹	Asignado por consultor
Costo fijo total (térmicas a carbón)	USD / MWh	4,00 ¹	Asignado por consultor

¹ Para efectos del ejercicio estos costos fueron asignados arbitrariamente ya que estas plantas siempre salen asignadas en las simulaciones.

Posible Impacto de la Propuesta en los Agentes del Mercado (Cont.)

Simulación Mecanismo Propuesto en la R.133/2021

- Adicional a los supuestos presentados anteriormente, **se incluyó el costo por el servicio de la deuda en el que incurren las plantas**. Este se calculó con los siguientes supuestos:

Supuesto ¹	Valor	Unidades	Fuente
Valor reposición activo	1.000.000	USD / MW	Asignado por consultor
Porcentaje apalancamiento	25%	%	Asignado por consultor
Tasa de interés (real)	6%	%	Asignado por consultor
Disponibilidad energía térmica	95	%	Asignado por consultor
Plazo de deuda	10	años	Asignado por consultor
"Duration" de la deuda	7	años	Asignado por consultor
Costo por servicio de la deuda	4,27	USD / MWh	Resultado

- Los resultados de este ejercicio se resumen en las siguientes diapositivas.

¹ Es importante anotar que los supuestos corresponden a estimativos del Consultor, sin contar con la información detallada respecto a los créditos que tiene cada uno de los agentes generadores. Con base en la retroalimentación que se ha tenido de parte de los agentes generadores, estos supuestos podrían resultar conservadores frente a la realidad de sus respectivos pasivos financieros, lo cual implicaría un mayor costo por servicio de deuda al aquí consignado.

Posible Impacto de la Propuesta en los Agentes del Mercado (Cont.)

Escenarios de Simulación

- Los tres escenarios simulados para evaluar el posible impacto que la propuesta de la R.133/2021 podría tener en los agentes del mercado se describen en la tabla a continuación:

Escenario	Descripción
Escenario 1	En este escenario, se simula el mecanismo de asignación de las OEF para el periodo 2025-2026 mediante el mecanismo propuesto por la CREG en la R.133/2021. En este escenario, se supone que, dado que las plantas ofertan el precio necesario para lograr cubrir sus costos fijos , estas no están en condición de recibir una cantidad de OEF inferior a su ENFICC no comprometida y, por consiguiente, informan una cantidad mínima dispuestas a recibir igual a su ENFICC no comprometida .
Escenario 2	Este escenario difiere del escenario 1 en la medida en que, en este, se supone que las plantas estarían dispuestas a recibir cualquier cantidad y, por lo tanto, informan una cantidad mínima igual a cero . Esto se hace con el objetivo de entender cómo variaría el impacto para las plantas asignadas a prorrata y cómo variarían los resultados de las simulaciones en términos de salidas de plantas del sistema .
Escenario 3	El tercer escenario busca (i) combinar el efecto de las propuestas de las R.132/2021 y R.133/2021 de la CREG; (ii) evaluar el impacto que ciertos agentes pivotaes podrían tener en la realización del concurso; y, (iii) medir el impacto de las resoluciones sobre distintos periodos consecutivos . Para esto, en el mecanismo para el periodo 2025-2026, las plantas térmicas operando con gas natural que cumplen con lo mencionado en la R.132/2021 reciben asignaciones por 5 periodos cargo y TEBSA, en su condición de pivotal, ofrece el precio de cierre de la última subasta del cargo por confiabilidad (precio techo). Con esto, todas las plantas participantes en el mecanismo resultan asignadas a dicho precio. Luego, ante el déficit de ENFICC que se genera, se simula una subasta de expansión para las asignaciones del periodo 2026-2027 y, posteriormente, según el excedente que se genere en dicha subasta (que variará entre el 3% y el 12%), se simula el mecanismo de asignación para el periodo 2027-2028.

Escenario 1



Descripción del Escenario 1

- Considerando que la R.133/2021 de la CREG establece que el periodo de planeación para la aplicación del mecanismo propuesto debe ser superior o igual a 3 años, **el primer periodo de asignación para el que se podría aplicar es el periodo 2025-2026**. Así, **este escenario contempla la simulación del mecanismo de asignación de OEF para dicho periodo**. Para este propósito, se toman los siguientes valores como parámetros de entrada:

Parámetro	Valor (GWh)	Fuente	Comentarios
Proyección de Demanda	86.854	UPME (nov. 2021)	n.a.
Obligaciones de Energía en Firme	24.916	XM (nov. 2021)	n.a.
Demanda Objetivo a Cubrir	61.938	Cálculo Consultor	Se calcula restando las OEF de la proyección de demanda.
ENFICC no comprometida de plantas existentes	63.864	XM (nov. 2021) / Cálculo Consultor	Se calcula restando las OEF de la suma de la ENFICC vigente.

- En este escenario, se supone que, dado que **las plantas ofertan el precio necesario para lograr cubrir sus costos fijos**, estas no están en condición de recibir una cantidad de OEF inferior a su ENFICC no comprometida y, por consiguiente, **informan una cantidad mínima dispuestas a recibir igual a su ENFICC no comprometida**.
- Habiendo definido los parámetros de entrada, se realizaron las simulaciones del mecanismo de asignación teniendo en cuenta lo siguiente, según lo definido en la R.133/2021:
 - ✓ A la planta que fija el precio de despeje del concurso se le asigna el **máximo entre la cantidad necesaria para igualar la Demanda a Cubrir por Concurso (DCC) y la cantidad mínima informada**.
 - ✓ Si la cantidad asignada a una planta existente es inferior a la cantidad mínima informada, **se retira la planta de la asignación y se repite la asignación a prorrata con las plantas restantes**. Este procedimiento se repite hasta que las asignaciones a las plantas sean iguales o superiores a las cantidades mínimas declaradas.

Posibles Implicaciones de la Resolución 133 de 2021

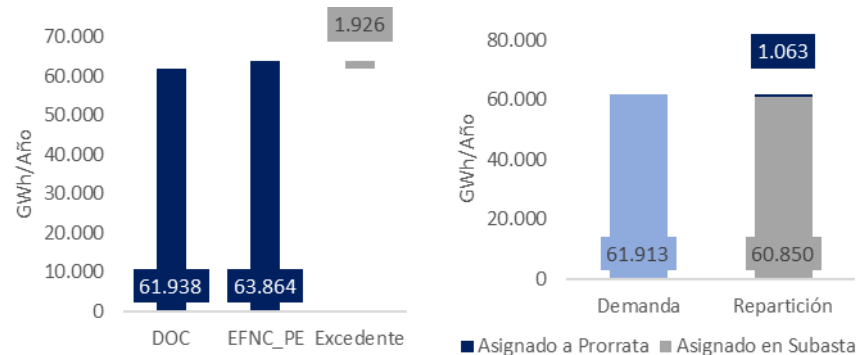
Simulación Asumiendo un Factor f de 1 y un Excedente del 3%

Parámetros de Entrada

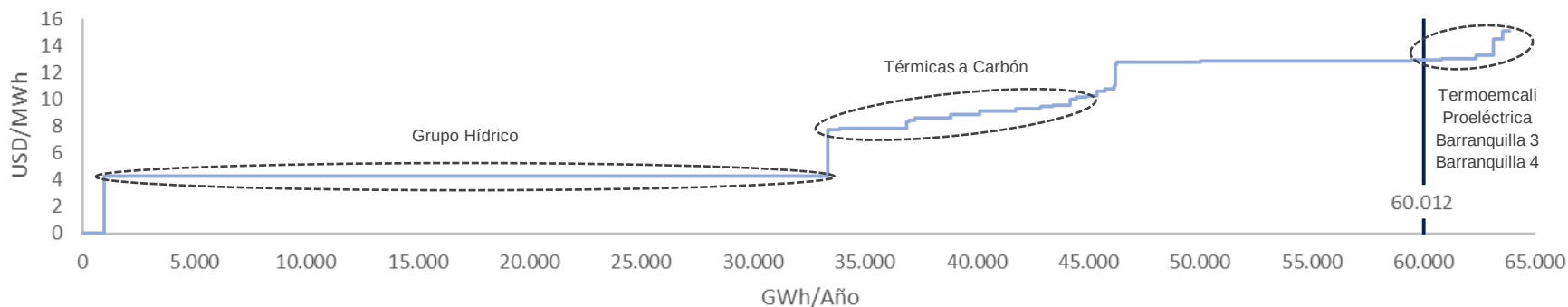
Demanda a Cubrir por Concurso (DCC) (GWh/Año)	Demanda Objetivo a Cubrir (DOC) (GWh/Año)	EFNC de Plantas Existentes (GWh/Año)	Excedente de ENFICC (GWh/Año)	Porcentaje de Excedente	Factor f
60.012	61.938	63.864	1.926	3%	1

Resultados de la Subasta

ENFICC Total Asignada (GWh/Año)	61.913
ENFICC Asignada en Subasta (GWh/Año)	60.850
ENFICC Asignada a Prorrata (GWh/Año)	1.063
ENFICC no Asignada (GWh/Año)	1.951
Número de Plantas Asignadas a Prorrata	2
Número de Plantas no Asignadas	2



Cruce de Oferta y Demanda



Posibles Implicaciones de la Resolución 133 de 2021

Simulación Asumiendo un Factor f de 1 y un Excedente del 3% (Cont.)

Plantas Asignadas a Prorrata

Planta	Tipo de Generación	Región	ENFICC a Prorrata (GWh/Año)	Costo (USD/MWh)	Impacto en el PxQ ¹
PROELECTRICA	Térmica	CARIBE	717,6	13,3	-2,23%
BARRANQUILLA 4	Térmica	CARIBE	345,1	15,1	-14,28%

Plantas no Asignadas

Planta	Tipo de Generación	Región	ENFICC no Asignada (GWh/Año)	Costo (USD/MWh)	Impacto en el PxQ
TERMOEMCALI CC	Térmica	ANDINA	1.545,4	13,0	-100%
BARRANQUILLA 3	Térmica	CARIBE	405,8	14,5	-100%

Salida de Plantas del SIN

- Las plantas que quedan en la asignación a prorrata enfrentan, en promedio, **una disminución del 6,3% en sus ingresos frente a lo que esperaban al participar del mecanismo de asignación**. Ante este impacto, no se puede garantizar que dichas plantas sigan operando con unos ingresos inferiores a sus costos fijos durante un año y con la incertidumbre que se genera en torno a las asignaciones para los periodos posteriores.
- Teniendo en cuenta que ninguna de las plantas asignadas a prorrata y las plantas no asignadas tiene OEF para los periodos posteriores al periodo 2025-2026, **en este escenario se provocaría la salida del sistema de Barranquilla 3 y Termoemcali**. De igual manera, **Proeléctrica y Barranquilla 4, las plantas asignadas a prorrata, deberían buscar recursos de deuda o equity para lograr cubrir sus costos fijos**.
- Así, asumiendo un excedente del 3% y un factor f de 1, **la subasta del año 2025-2026 generaría la salida de 2 plantas del sistema y dejaría a otras 2 (Proeléctrica y Barranquilla 4) sin poder cubrir sus costos fijos, ante lo cual su permanencia en el SIN tampoco estaría garantizada**. Con la salida de estas 2 plantas, la ENFICC no comprometida para la subasta del siguiente año sería de 61.973 GWh/Año, lo que, frente a una demanda objetivo a cubrir de alrededor de 64.000 GWh/Año, **significaría un déficit de ENFICC del 3% y anticiparía la siguiente subasta de expansión**.

¹ El impacto en el PxQ corresponde al porcentaje de disminución en los ingresos de las plantas frente a lo que esperaban al participar del mecanismo de asignación.

Posibles Implicaciones de la Resolución 133 de 2021

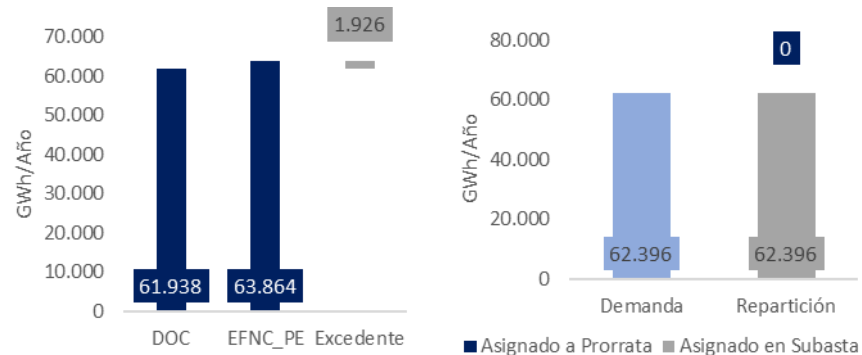
Simulación Asumiendo un Factor f de 0 y un Excedente del 3%

Parámetros de Entrada

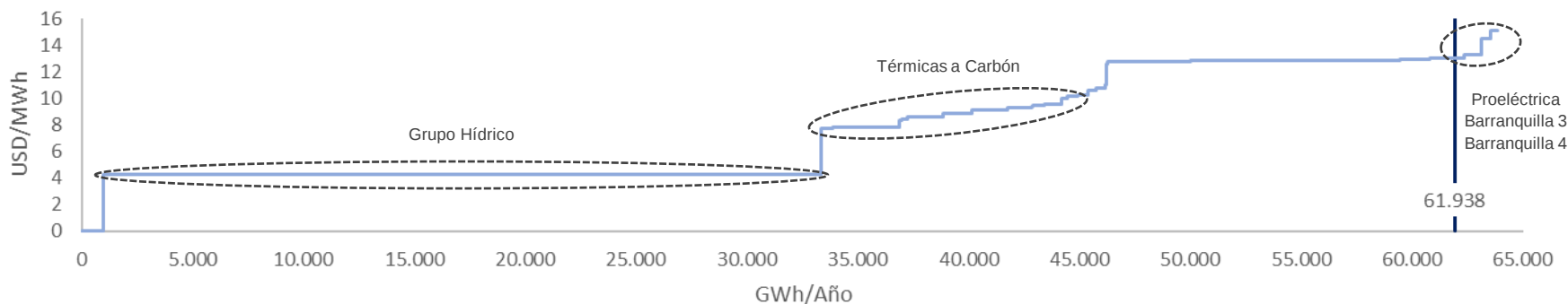
Demanda a Cubrir por Concurso (DCC) (GWh/Año)	Demanda Objetivo a Cubrir (DOC) (GWh/Año)	EFNC de Plantas Existentes (GWh/Año)	Excedente de ENFICC (GWh/Año)	Porcentaje de Excedente	Factor f
61.938	61.938	63.864	1.926	3%	0

Resultados de la Subasta

ENFICC Total Asignada (GWh/Año)	62.396
ENFICC Asignada en Subasta (GWh/Año)	62.396
ENFICC Asignada a Prorrata (GWh/Año)	-
ENFICC no Asignada (GWh/Año)	1.468
Número de Plantas Asignadas a Prorrata	-
Número de Plantas no Asignadas	3



Cruce de Oferta y Demanda



Posibles Implicaciones de la Resolución 133 de 2021

Simulación Asumiendo un Factor f de 0 y un Excedente del 3% (Cont.)

Plantas no Asignadas

Planta	Tipo de Generación	Región	ENFICC no Asignada (GWh/Año)	Costo (USD/MWh)	Impacto en el PxQ ¹
PROELECTRICA	Térmica	CARIBE	717,6	13,3	-100%
BARRANQUILLA 3	Térmica	CARIBE	405,8	14,5	-100%
BARRANQUILLA 4	Térmica	CARIBE	345,1	15,1	-100%

Salida de Plantas del SIN

- Dado que ninguna de las plantas que no resultan asignadas en el mecanismo competitivo propuesto en la R.133/2021 tiene OEF para los periodos posteriores al periodo 2025-2026, en este escenario, **el mecanismo propuesto ocasionaría la salida del sistema de Proeléctrica y de Barranquilla 3 y 4.**
- En este caso, el mecanismo de asignación de Obligaciones de Energía en Firme (OEF) ocasionaría la salida de 3 plantas del sistema. **La ENFICC que estas plantas le aportan al sistema, y que, por consiguiente, este estaría perdiendo, es de 1.468 GWh/Año.**
- Así, asumiendo un excedente del 3% y un factor f de 0, **la subasta del año 2025-2026 generaría la salida de 3 plantas del sistema.** Con esto, la ENFICC no comprometida para la subasta del siguiente año sería de 62.192 GWh/Año, lo que, frente a una demanda objetivo a cubrir de alrededor de 64.000 GWh/Año, **significaría un déficit de ENFICC de alrededor del 3% y anticiparía la siguiente subasta de expansión.**

¹ El impacto en el PxQ corresponde al porcentaje de disminución en los ingresos de las plantas frente a lo que esperaban al participar del mecanismo de asignación.

Escenario 2



Descripción del Escenario 2

- Considerando que la R.133/2021 de la CREG establece que el periodo de planeación para la aplicación del mecanismo propuesto debe ser superior o igual a 3 años, **el primer periodo de asignación para el que se podría aplicar es el periodo 2025-2026**. Así, **este escenario contempla la simulación del mecanismo de asignación de Obligaciones de Energía en Firme (OEF) para dicho periodo**. Para este propósito, se toman los siguientes valores para los parámetros de entrada:

Parámetro	Valor (GWh)	Fuente	Comentarios
Proyección de Demanda	86.854	UPME (nov. 2021)	n.a.
Obligaciones de Energía en Firme	24.916	XM (nov. 2021)	n.a.
Demanda Objetivo a Cubrir	61.938	Cálculo Consultor	Se calcula restando las OEF de la proyección de demanda.
ENFICC no comprometida de plantas existentes	63.864	XM (nov. 2021) / Cálculo Consultor	Se calcula restando las OEF de la suma de la ENFICC vigente.

- Este escenario difiere del escenario 1 en la medida en que, en este, **se supone que las plantas estarían dispuestas a recibir cualquier cantidad de OEF y, por lo tanto, informan una cantidad mínima dispuestas a recibir igual a cero**. Esto se hizo con el objetivo de **entender cómo variaría el impacto para las plantas asignadas a prorrata y cómo variarían los resultados de las simulaciones en términos de salidas de plantas del sistema**.
- Habiendo definido los parámetros de entrada, se realizaron las simulaciones del mecanismo de asignación teniendo en cuenta lo siguiente, según lo definido en la R.133/2021:
 - ✓ A la planta que fija el precio de despeje del concurso se le asigna el **máximo entre la cantidad necesaria para igualar la Demanda a Cubrir por Concurso (DCC) y la cantidad mínima informada**.
 - ✓ Si la cantidad asignada a una planta existente es inferior a la cantidad mínima informada, **se retira la planta de la asignación y se repite la asignación a prorrata con las plantas restantes**. Este procedimiento se repite hasta que las asignaciones a las plantas sean iguales o superiores a las cantidades mínimas declaradas.

Posibles Implicaciones de la Resolución 133 de 2021

Simulación Asumiendo un Factor f de 1 y un Excedente del 3%

Parámetros de Entrada

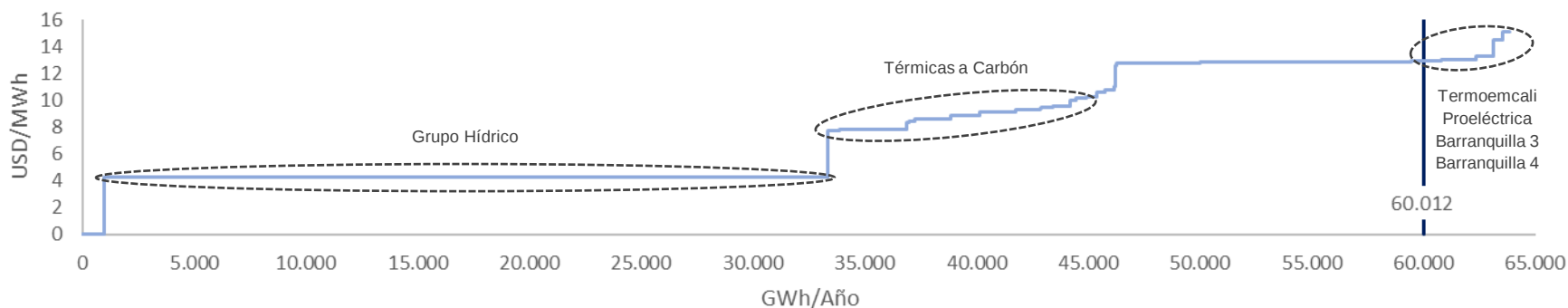
Demanda a Cubrir por Concurso (DCC) (GWh/Año)	Demanda Objetivo a Cubrir (DOC) (GWh/Año)	EFNC de Plantas Existentes (GWh/Año)	Excedente de ENFICC (GWh/Año)	Porcentaje de Excedente	Factor f
60.012	61.938	63.864	1.926	3%	1

Resultados de la Subasta

ENFICC Total Asignada (GWh/Año)	61.938
ENFICC Asignada en Subasta (GWh/Año)	60.012
ENFICC Asignada a Prorrata (GWh/Año)	1.926
Porcentaje a Prorrata	63,90%
Número de Plantas Asignadas a Prorrata	4
Número de Plantas no Asignadas	0



Cruce de Oferta y Demanda



Simulación Asumiendo un Factor f de 1 y un Excedente del 3% (Cont.)

Plantas Asignadas a Prorrata

Planta	Tipo de Generación	Región	ENFICC a Prorrata (GWh/Año)	Costo (USD/MWh)	Impacto en el PxQ ¹
TERMOEMCALI CC	Térmica	ANDINA	987,6	13,0	-36,38%
PROELECTRICA	Térmica	CARIBE	458,5	13,3	-37,52%
BARRANQUILLA 3	Térmica	CARIBE	259,3	14,5	-42,99%
BARRANQUILLA 4	Térmica	CARIBE	220,5	15,1	-45,22%

Salida de Plantas del SIN

- Las plantas que quedan en la asignación a prorrata enfrentan, en promedio, **una disminución del 40,5% en sus ingresos frente a lo que esperaban al participar del mecanismo de asignación**. Ante este impacto, no se puede garantizar que dichas plantas sigan operando con unos ingresos inferiores a sus costos fijos durante un año y con la incertidumbre que se genera en torno a las asignaciones para los periodos posteriores.
- Teniendo en cuenta que ninguna de las plantas asignadas a prorrata tiene OEF para los periodos posteriores al periodo 2025-2026, **en este escenario se podría ocasionar la salida del sistema de Proeléctrica, Barranquilla 3 y 4 y Termoemcali**.
- Así, asumiendo un excedente del 3% y un factor f de 1, **la subasta del año 2025-2026 podría generar la salida de 4 plantas del sistema**. Con esto, la ENFICC no comprometida para la subasta del siguiente año sería de 60.647 GWh/Año, lo que, frente a una demanda objetivo a cubrir de alrededor de 64.000 GWh/Año, **significaría un déficit de ENFICC del 5% y anticiparía la siguiente subasta de expansión**.
- Al comparar los resultados de este escenario con los del escenario 1, es interesante observar que, pese a que las plantas que quedan por fuera de la asignación del concurso son las mismas, **el impacto en los ingresos de las plantas que quedan asignadas a prorrata es inferior (6,3% vs. 40,5%) cuando estas informan no estar dispuestas a recibir menos del 100% de su ENFICC no comprometida**. Así, el desarrollo de las simulaciones del escenario 3 se hará suponiendo que las plantas informan una cantidad mínima igual a su ENFICC no comprometida.

¹ El impacto en el PxQ corresponde al porcentaje de disminución en los ingresos de las plantas frente a lo que esperaban al participar del mecanismo de asignación.

Posibles Implicaciones de la Resolución 133 de 2021

Simulación Asumiendo un Factor f de 0 y un Excedente del 3%

Parámetros de Entrada

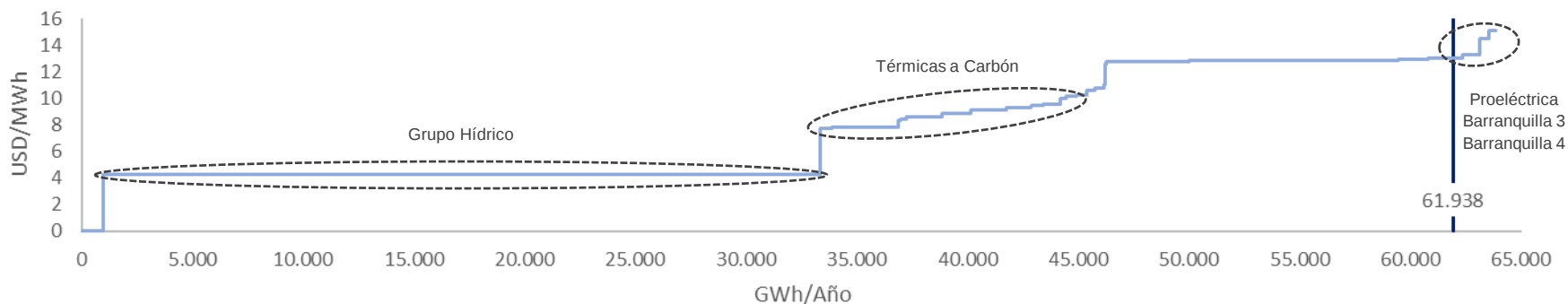
Demanda a Cubrir por Concurso (DCC) (GWh/Año)	Demanda Objetivo a Cubrir (DOC) (GWh/Año)	EFNC de Plantas Existentes (GWh/Año)	Excedente de ENFICC (GWh/Año)	Porcentaje de Excedente	Factor f
61.938	61.938	63.864	1.926	3%	0

Resultados de la Subasta

ENFICC Total Asignada (GWh/Año)	62.343
ENFICC Asignada en Subasta (GWh/Año)	62.343
ENFICC Asignada a Prorrata (GWh/Año)	-
ENFICC no Asignada (GWh/Año)	1.521
Número de Plantas Asignadas a Prorrata	-
Número de Plantas no Asignadas	4



Cruce de Oferta y Demanda



Posibles Implicaciones de la Resolución 133 de 2021

Simulación Asumiendo un Factor f de 0 y un Excedente del 3% (Cont.)

Plantas no Asignadas

Planta	Tipo de Generación	Región	ENFICC no Asignada (GWh/Año)	Costo (USD/MWh)	Impacto en el PxQ ¹
PROELECTRICA	Térmica	CARIBE	717,5	13,3	-100%
BARRANQUILLA 3	Térmica	CARIBE	405,8	14,5	-100%
BARRANQUILLA 4	Térmica	CARIBE	345,1	15,1	-100%

Salida de Plantas del SIN

- Dado que ninguna de las plantas que no resultan asignadas en el mecanismo competitivo propuesto en la R.133/2021 tiene OEF para los periodos posteriores al periodo 2025-2026, en este escenario, **el nuevo mecanismo ocasionaría la salida del sistema de Proeléctrica y de Barranquilla 3 y 4.**
- En este caso, el mecanismo de asignación de Obligaciones de Energía en Firme (OEF) ocasionaría la salida de 3 plantas del sistema. **La ENFICC que estas plantas le aportan al sistema, y que, por consiguiente, este estaría perdiendo, es de 1.468 GWh/Año.**
- Así, asumiendo un excedente del 8% y un factor f de 0, **la subasta del año 2025-2026 generaría la salida de 3 plantas del sistema.** Con esto, la ENFICC no comprometida para la subasta del siguiente año sería de 62.192 GWh/Año, lo que, frente a una demanda objetivo a cubrir de alrededor de 64.000 GWh/Año, **significaría un déficit de ENFICC de alrededor del 3% y anticiparía la siguiente subasta de expansión.**

¹ El impacto en el PxQ corresponde al porcentaje de disminución en los ingresos de las plantas frente a lo que esperaban al participar del mecanismo de asignación.

Escenario 3



Descripción del Escenario 3

- Teniendo en cuenta lo mencionado en los primeros dos escenarios simulados hasta el momento, este tercer escenario busca **(i) combinar el efecto de las propuestas de las R.132/2021 y R.133/2021 de la CREG; (ii) evaluar el impacto que ciertos agentes pivotaes podrían tener en la realización de la subasta; y, (iii) medir el impacto de las resoluciones sobre distintos periodos consecutivos.** Para esto, se debe considerar lo siguiente:
 - ✓ Considerando que la R.133/2021 establece que el periodo de planeación para la aplicación del mecanismo propuesto debe ser superior o igual a 3 años, **el primer periodo de asignación para el que se podría aplicar es el periodo 2025-2026.** Así, la simulación de este escenario comienza en dicho periodo.
 - ✓ Según lo que se establece en la R.132/2021, **las plantas térmicas existentes que tengan un consumo específico (*heat rate*) menor a 7,58 MBTU/MWh operando con gas natural podrán optar por asignaciones de OEF hasta por cinco periodos cargo,** para la cantidad que les sea adjudicada de acuerdo con el proceso de asignación de OEF en el que participe.
 - ✓ Para el mecanismo de asignación de las Obligaciones de Energía en Firme (OEF) para el periodo 2025-2026, **todas aquellas plantas con una ENFICC no comprometida superior al excedente de ENFICC del sistema** (diferencia entre la ENFICC no comprometida de las plantas existentes y la Demanda Objetivo a Cubrir (DOC)) **son pivotaes¹.** Esto pues, por las condiciones definidas en la R.133/2021, independientemente del factor *f* con el que se realice la asignación, la ENFICC de dichas plantas será necesaria para llegar a la Demanda a Cubrir por Concurso (DCC). Así, **estas plantas estarían en la capacidad de ofertar un precio igual al precio de despeje de la última subasta del cargo por confiabilidad que se haya adelantado** y, al ser una de estas la planta que fije el precio de despeje del concurso, todas las plantas participantes en el mecanismo resultarían asignadas por la totalidad de su ENFICC no comprometida y esta **tendría que ser remunerada al precio ofertado por dicha planta pivotal (precio de despeje de la última subasta del cargo por confiabilidad que se haya adelantado).**

¹ Para la asignación del periodo 2025-2026, Tebsa, San Carlos, Guavio, Pagua, Flores 4, Porce III, Termosierra, Chivor y Guatiron serían pivotaes ya que su ENFICC no comprometida es superior al excedente de ENFICC del SIN y, por consiguiente, su ENFICC será estrictamente necesaria para llegar a la DOC.

Descripción del Escenario 3 (Cont.)

- La tabla que se presenta a continuación resume **el número de plantas y de agentes que serían pivotaes para distintos niveles de excedente de ENFICC**. Como se puede observar, para que, por ejemplo, TEBSA, dejara de ser pivotal, el excedente de ENFICC tendría que ser del 12%. Sin embargo, en este escenario, 3 agentes seguirían siendo pivotaes y **esta condición se podría prestar para ejercer poder de mercado**.

% de Excedente de ENFICC	Número de Plantas Pivotaes	Número de Agentes Pivotaes
3%	9	10
6%	5	6
9%	1	4
12%	0	3

- Buscando medir el impacto de las resoluciones sobre distintos periodos competitivos, **se realizan las simulaciones para los periodos 2025-2026, 2026-2027 y 2027-2028** así:
 - ✓ **Para la asignación de las OEF para el periodo 2025-2026, TEBSA ejercería su condición de pivotal y ofertaría el precio máximo.** Con esto, todas las plantas participantes en el mecanismo resultarían asignadas por la totalidad de su ENFICC no comprometida. Adicionalmente, todas las plantas térmicas operando con gas natural que cumplan con lo establecido en la R.132/2021 optarían por asignaciones por cinco periodos cargo.
 - ✓ **Para la asignación de las OEF para el periodo 2026-2027,** se aplicaría el mecanismo de la R.133/2021 teniendo en cuenta que las plantas térmicas operando con gas que hayan cumplido con las condiciones de la R.132/2021 ya fueron asignadas por la totalidad de su ENFICC y, por lo tanto, esta ENFICC se resta de la DOC y de la ENFICC no comprometida de plantas existentes. Así, **para la asignación del cargo por confiabilidad del periodo 2026-2027 se tendría que convocar a una subasta de expansión** y, en esta, todos los participantes resultarían asignados por la totalidad de su ENFICC no comprometida. **Para el ejercicio del siguiente año, se asume que el excedente de ENFICC resultante de esta subasta de expansión varía entre el 3% y el 12%.**
 - ✓ **La asignación de las OEF para el periodo 2027-2028 se realiza para distintos escenarios, con un excedente de ENFICC que varía entre el 3% y el 12%.** Para cada escenario, se aplica el mecanismo de la R.133/2021 teniendo en cuenta, nuevamente, que las plantas térmicas operando con gas que hayan cumplido con las condiciones de la R.132/2021 ya fueron asignadas por la totalidad de su ENFICC.

Posibles Implicaciones de la Resolución 133 de 2021

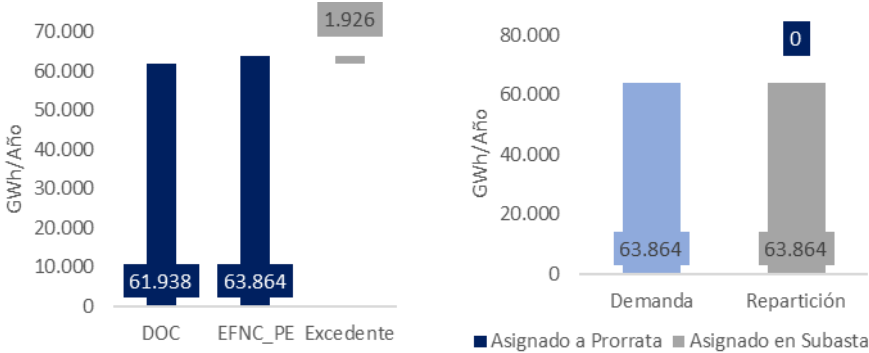
Asignación para el Periodo 2025-2026

Parámetros de Entrada

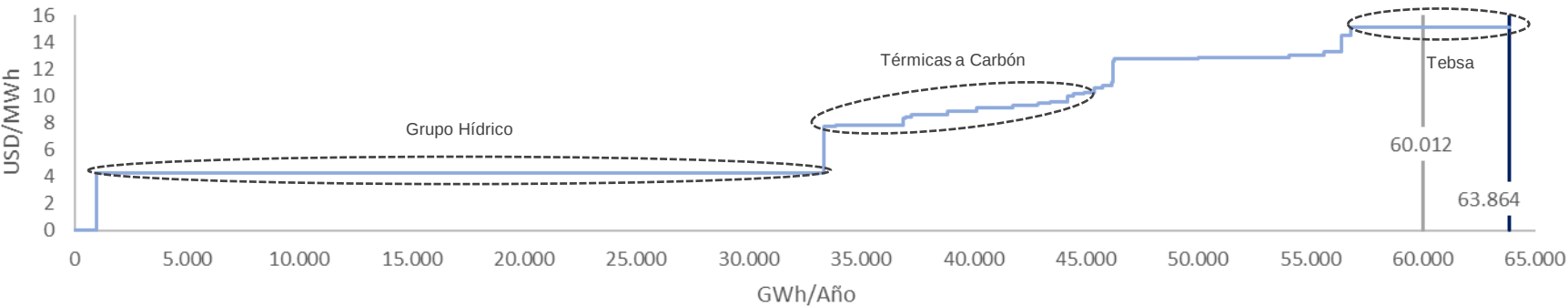
Demanda a Cubrir por Concurso (DCC) (GWh/Año)	Demanda Objetivo a Cubrir (DOC) (GWh/Año)	EFNC de Plantas Existentes (GWh/Año)	Excedente de ENFICC (GWh/Año)	Porcentaje de Excedente	Factor f
60.012	61.938	63.864	1.926	3%	1

Resultados de la Subasta

ENFICC Total Asignada (GWh/Año)	63.864
ENFICC Asignada en Subasta (GWh/Año)	63.864
ENFICC Asignada a Prorrata (GWh/Año)	-
ENFICC no Asignada (GWh/Año)	-
Número de Plantas Asignadas a Prorrata	0
Número de Plantas no Asignadas	0



Cruce de Oferta y Demanda



Asignación para el Periodo 2025-2026 (Cont.)

Plantas Asignadas a 5 Años por la R. 132/2021

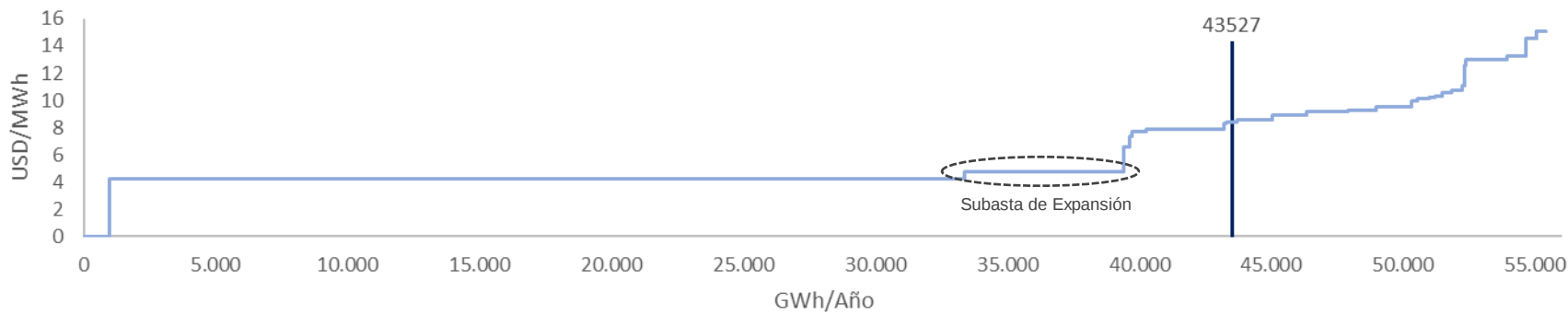
Planta	Tipo de Generación	Región	Heat Rate (MBTU/MWh)	ENFICC a 5 Años (GWh/Año)	Costo (USD/MWh)
FLORES 4 CC	Térmica	CARIBE	6,91	3.736,2	12,7
TERMOCANDELARIA 1	Térmica	CARIBE	7,19	1.361,6	12,9
TERMOCANDELARIA 2	Térmica	CARIBE	7,19	1.321,8	12,9
TEBSAB CC	Térmica	CARIBE	7,19	6.740,9	12,9
FLORES I CC	Térmica	CARIBE	7,35	1.344,4	13,0

Salida de Plantas del SIN

- El precio de cierre del mecanismo de asignación para el periodo 2025-2026, al que serían remuneradas todas las plantas que en esta resultaron asignadas, corresponde al precio ofertado por la planta con la que se iguala la DCC. Dado que, como se mencionó anteriormente, en este escenario, TEBSA es pivotal y ofrece el precio techo de la subasta (15,1 USD/MWh), **todas las plantas participantes en el mecanismo de asignación resultarán asignadas por la totalidad de su ENFICC no comprometida y esta tendrá que ser remunerada al precio ofertado por TEBSA.**
- Adicionalmente, en este escenario, **todas aquellas plantas térmicas de la región caribe que operen con gas y que cumplan con los requisitos establecidos en la R.132/2021, quedan asignadas a 5 años.** Así, para la subasta del periodo 2026-2027, se debe restar la ENFICC de estas plantas de la ENFICC no comprometida de las plantas existentes. Ante esto, **se presenta un déficit de ENFICC, que obliga a convocar a una subasta de expansión para el periodo 2026-2027.** Tras este periodo, en el que a todas las plantas se les asigna la totalidad de su ENFICC no comprometida, **para la asignación de las OEF del periodo 2027-2028 se aplica nuevamente el mecanismo de la R.133/2021.** En las diapositivas a continuación, se presentan los resultados obtenidos para dicha asignación al considerar distintos excedentes de ENFICC.

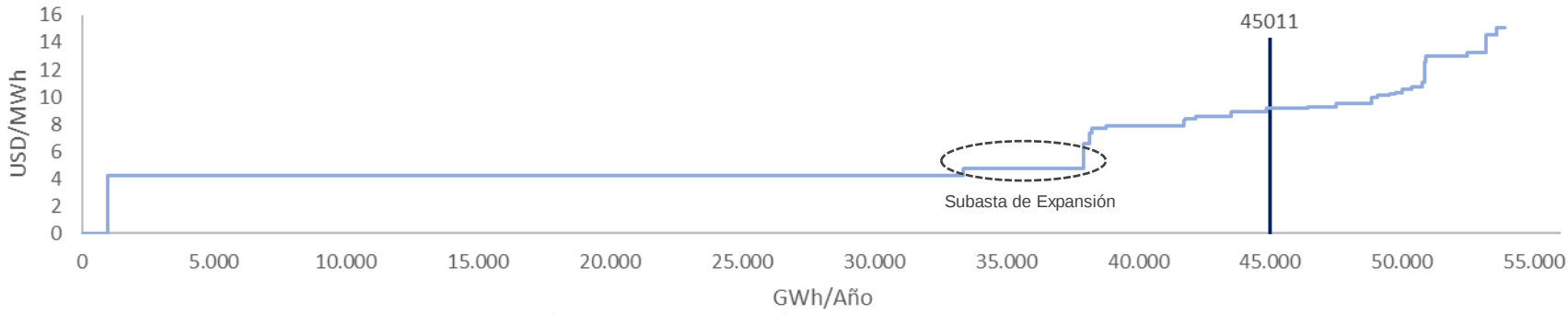
Asignación para el Periodo 2027-2028

Excedente del 12%



- En este escenario, las plantas que quedarían en la asignación a prorrata son las siguientes: Paipa 4, Tasajero 1, Merilétrica 1, Guajira 1 y 2, Termodorada, Termoyopal 1 y Termovalle.
- Adicionalmente, las plantas no asignadas serían: Paipa 1, 2 y 3, Zipaemg 2, 3, 4 y 5, Termoyopal 2, Termoemcali, Proeléctrica y Barranquilla 3 y 4.

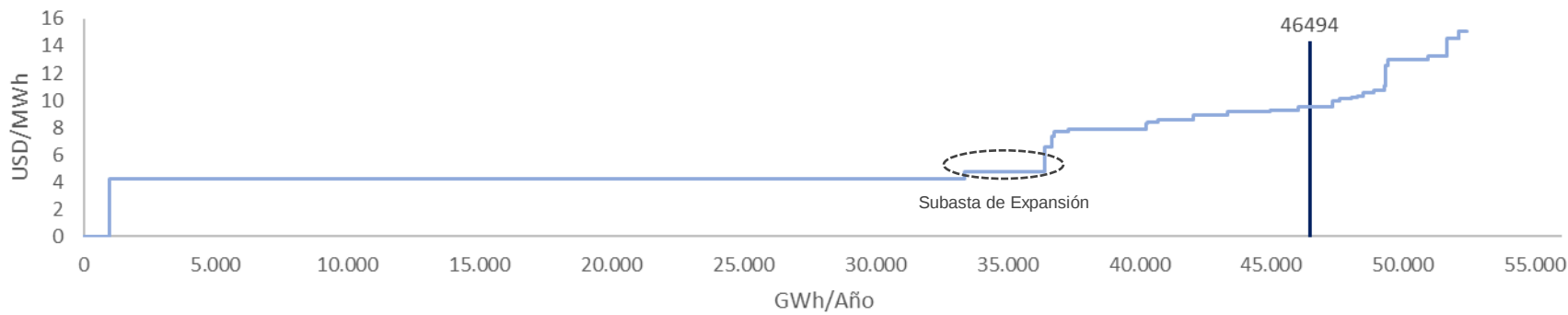
Excedente del 9%



- En este escenario, las plantas que quedarían en la asignación a prorrata son las siguientes: Guajira 1 y 2, Paipa 1, 2 y 3, Termodorada, Zipaemg 2, Termoyopal 1 y Termovalle.
- Adicionalmente, las plantas no asignadas serían: Zipaemg 3, 4 y 5, Termoyopal 2, Termoemcali, Proeléctrica y Barranquilla 3 y 4.

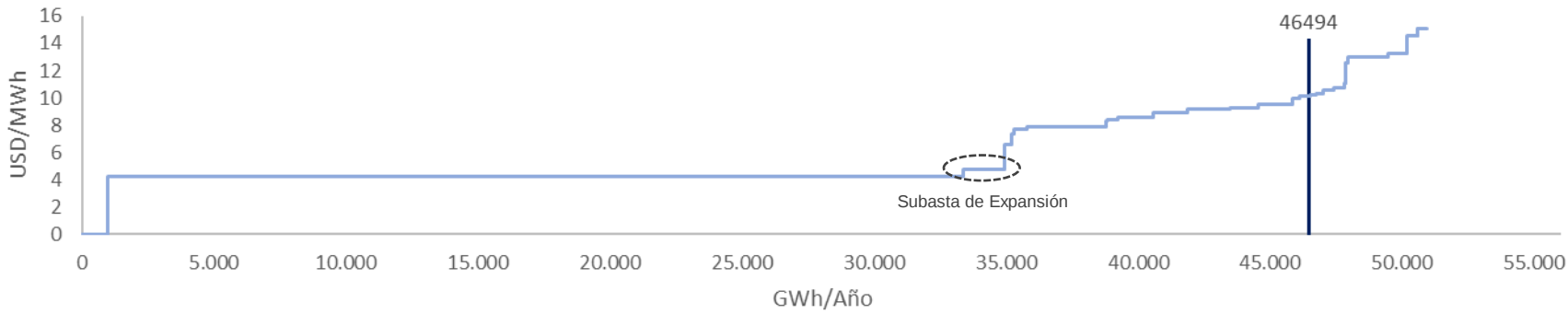
Asignación para el Periodo 2027-2028 (Cont.)

Excedente del 6%



- En este escenario, las plantas que quedarían en la asignación a prorrata son las siguientes: Termodorada, Paipa 1 y 2, Zipaemg 2, 3, 4 y 5, Termoyopal 1 y 2 y Termovalle.
- Adicionalmente, las plantas no asignadas serían: Termoemcali, Proeléctrica y Barranquilla 3 y 4.

Excedente del 3%



- En este escenario, las plantas no asignadas serían: Proeléctrica, Barranquilla 3 y Barranquilla 4.

¿Cómo Mide la CREG la Eficiencia que Desea Incentivar?

- Las plantas que entraron como resultado de la última subasta de expansión no cumplen con el criterio de “eficiencia” definido por la CREG: Mientras que, por un lado, en la R.132 la CREG define que las plantas eficientes son aquellas con un *Heat Rate* menor a 7,58 MBTU/MWh, por otro lado, en la última subasta de expansión resultaron asignadas plantas con ciclos abiertos cuyo *Heat Rate* es mayor al definido en dicha Resolución.
- Más aún, no se garantiza que las plantas que se retirarían como resultado de la aplicación del mecanismo propuesto en la R.133 sean menos “eficientes” que aquellas que están entrando por las subastas de expansión.

Plantas Térmicas Nuevas Ganadoras de la Subasta del CxC

Proyecto*	Tipo de Planta	Heat Rate (MBTU/MWh)	Capacidad Neta (MW)	Tecnología
MAAESTRIA	Nuevo	9,31	150	Térmica - Gas Natural
El Tesorito	Nuevo	9,37	200	Térmica - Gas Natural
TERMOSOLO1	Nuevo	8,32	148	Térmica - Gas Natural
TERMOSOLO2	Nuevo	8,32	80	Térmica - Gas Natural
TERMO CARIBE 1	Nuevo	8,42	150	Térmica - Gas Natural
TERMO CARIBE 3	Nuevo	8,42	42	Térmica - Gas Natural
TERMOYOPAL G3	Nuevo	8,1	50	Térmica - Gas Natural
TERMOYOPAL G4	Nuevo	8,1	50	Térmica - Gas Natural
TERMOYOPAL G5	Nuevo	8,1	50	Térmica - Gas Natural

Plantas Térmicas que Saldrían del SIN

Planta	Heat Rate (MBTU/MWh)	Capacidad Neta (MW)
Proeléctrica	8,17	90
Termoemcali	7,46	213
Barranquilla 3	10,48	60
Barranquilla 4	11,67	60

* Los proyectos resaltados en rojo no cumplieron con los requisitos de garantías establecidos por CREG para ratificar las asignaciones de OEF otorgadas, lo cual desembocó en la pérdida de la asignación.

Tabla de Contenido

- 1 Introducción - Antecedentes
- 2 El CxC, Fundamentos y Evaluación Integral
- 3 La R.133/2021: Su Justificación y AIN de la CREG
- 4 Análisis del Impacto Normativo de la CREG en el Marco de las Guías OCDE
- 5 Posibles Implicaciones de la R.133/2021
- 6 **Conclusiones y Recomendaciones**
- 7 Anexos



Conclusiones

1. La propuesta de la CREG, al igual que las anteriores, **no demuestra que la señal de precios a las plantas existentes sea ineficiente** ni que los principios económicos que soportan las señales de precios del CxC hayan dejado de ser vigentes.
2. Consistentemente con lo anterior, **la CREG no ha elaborado un soporte conceptual sólido para su argumento** sobre costos hundidos para determinar el precio de un servicio como la confiabilidad, que no corresponde al de un monopolio natural o de enfoque de servicio al costo (*"cost of service"*), que se presenta en países como Costa Rica, donde el servicio de generación es monopolio del Estado.
3. La CREG no demuestra por qué la señal de retiro de plantas existentes, que hacen parte del CxC, se inoperante y **tampoco expone evidencia sobre plantas que considera obsoletas y que siguen en el sistema.**
4. Toda propuesta de fijar un precio a plantas existentes basado en una subasta que no sea la de expansión, presenta **problemas estructurales de fondo en el contexto del CxC debido al factor determinante que tiene la CREG y el MME en las variables de oferta y demanda que inciden en la formación de precios.** En esas condiciones no puede asegurarse una formación de precios eficiente.
5. Las nuevas motivaciones, precio eficiente para las existentes y señal de retiro, **carecen de un soporte real y sólido en el Análisis de Impacto Normativo (AIN) y no cumplen con las guías OCDE** por cuanto:
 - I. La identificación del problema carece de una elaboración y discusión profunda.
 - II. No se ha demostrado por qué los razonamientos económicos que eran válidos para la asignación del precio de OEF de la subasta de expansión a las existentes y la AAP, han dejado de serlo.
 - III. Tampoco se discute por qué razón, se considera que los costos hundidos deben ser considerados para segmentar un mercado competitivo como el MEM.
 - IV. No se evalúa el impacto sobre las empresas y los inversionistas.
 - V. No se tiene en cuenta la incidencia que tiene la fijación por parte del regulador de la oferta de OEF y ENFICC para la subasta de expansión.

Conclusiones (Cont.)

6. De acuerdo con el análisis elaborado por el Consultor, **la propuesta de la CREG tiene un impacto negativo en:**
 - I. El hundimiento o destrucción de las inversiones de empresarios que han participado en procesos de M&A durante la vigencia del MEM, creyendo en el principio que los activos valen por el precio de sus productos en el mercado.
 - II. El acceso al mercado de financiación debido a la incertidumbre en la fuente de ingresos.
 - III. El retiro de plantas sin que necesariamente sea por obsolescencia.
 - IV. Empresas independientes que se verían abocadas a liquidación.
7. Las variables que definen una formación eficiente de precios ante una situación de excedentes de ENFICC, para períodos cargo sin asignación de OEF a las plantas existentes, es decir, la oferta de ENFICC y la demanda objetivo proyectada para la subasta, **se encuentran determinadas por la CREG y, adicionalmente, por las subastas del mecanismo de contratación de largo plazo del MME.**
8. Mientras no se presenten **condiciones de libre juego de la oferta y demanda**, cualquier mecanismo de subasta de OEF exclusivo para plantas existentes **no reflejará una formación de precios eficiente.**
9. Es así que, de adoptarse la propuesta de la R133/2021, en la medida que se incorpore al sistema una mayor oferta de ENFICC por sobreestimación de la demanda proyectada en las subastas de expansión (ya sea por las proyecciones de la UPME y/o aversión al riesgo del regulador) y por convocatorias de nuevos proyectos de FNCER en las subastas del MME, **las inversiones en plantas existentes estarán bajo permanente incertidumbre que castigará artificialmente su valor y/o producirá su retiro, aún siendo económicamente competitivas.**
10. **En la medida en que el mayor impacto pueda recaer sobre plantas a gas del interior del país, se pone en riesgo la materialización de proyectos estratégicos a nivel nacional (i.e. Planta de Regasificación del Pacífico).**

Recomendaciones

- Si como lo señala la OCDE, “La intervención regulatoria debe darse cuando el regulador tiene buenas razones, basadas en evidencia concreta, que demuestran que su intervención vale la pena y traerá beneficios para la sociedad...”, **no es conveniente adoptar una propuesta como la de la R.133/2021, sin contar con un soporte sólido del AIN que siga las guía propuestas por la OCDE.**
- En este sentido, la evaluación integral del CxC contratada por la CREG debe ser un insumo para la construcción de propuestas de modificación al actual CxC.
- Todo lo anterior resulta aún más conveniente si se tienen en cuenta las demás propuestas de cambios en el MEM relacionadas con los mercados de corto plazo y despacho vinculante.
- **En consecuencia, se recomienda que la propuesta contenida en la R.133/2021 sea retirada de la agenda regulatoria y que cualquier modificación estructural al CxC sea producto de una evaluación integral de este esquema por parte de todo el sector, así como de la valoración beneficio-costos de las alternativas, siguiendo las guías de la OCDE.**

Tabla de Contenido

- 1 Introducción - Antecedentes
- 2 El CxC, Fundamentos y Evaluación Integral
- 3 La R.133/2021: Su Justificación y AIN de la CREG
- 4 Análisis del Impacto Normativo de la CREG en el Marco de las Guías OCDE
- 5 Posibles Implicaciones de la R.133/2021
- 6 Conclusiones y Recomendaciones
- 7 **Anexos**



Anexos - Posibles Implicaciones de la Resolución 133 de 2021

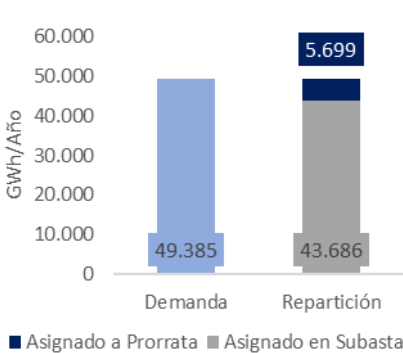
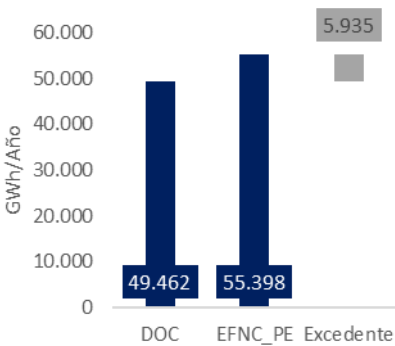
Anexo 1: Asignación Periodo 2027-2028, con un Excedente del 12%

Parámetros de Entrada

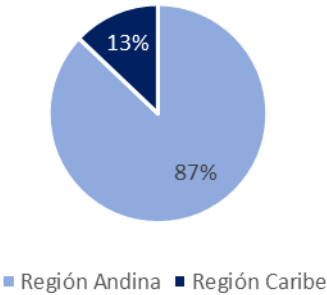
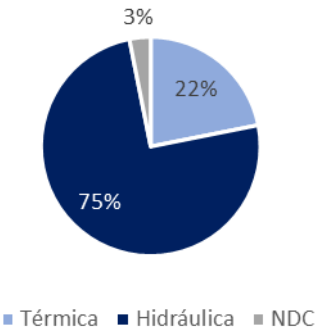
Demanda a Cubrir por Concurso (DCC) (GWh/Año)	Demanda Objetivo a Cubrir (DOC) (GWh/Año)	EFNC de Plantas Existentes (GWh/Año)	Excedente de ENFICC (GWh/Año)	Porcentaje de Excedente	Factor f
43.527	49.462	55.398	5.935	12%	1

Resultados de la Subasta

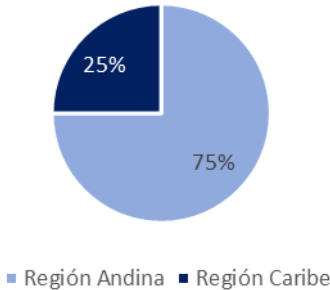
ENFICC Total Asignada (GWh/Año)	49.385
ENFICC Asignada en Subasta (GWh/Año)	43.686
ENFICC Asignada a Prorrata (GWh/Año)	5.699
ENFICC no Asignada (GWh/Año)	6.013
Número de Plantas Asignadas a Prorrata	8
Número de Plantas no Asignadas	12



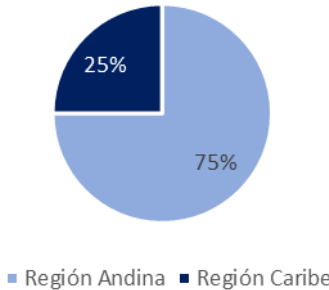
Asignación por Subasta



Asignación a Prorrata



No Asignadas



Anexo 1: Asignación Periodo 2027-2028, con un Excedente del 12%

Plantas Asignadas a Prorrata

Planta	Tipo de Generación	Región	ENFICC a Prorrata (GWh/Año)	Costo (USD/MWh)	Impacto en el PxQ
PAIPA 4	Térmica	ANDINA	1.336,0	8,6	-2,07%
TASAJERO 1	Térmica	ANDINA	1.311,2	8,9	-5,31%
MERILECTRICA 1	Térmica	ANDINA	758,4	9,1	-8,04%
GUAJIRA 2	Térmica	CARIBE	824,9	9,2	-8,08%
GUAJIRA 1	Térmica	CARIBE	1.081,8	9,3	-9,19%
TERMODORADA 1	Térmica	ANDINA	259,0	9,5	-11,85%
TERMOYOPAL 1	Térmica	ANDINA	65,8	11,0	-23,80%
TERMOVALLE CC	Térmica	ANDINA	61,5	12,6	-33,02%

Plantas no Asignadas

Planta	Tipo de Generación	Región	ENFICC no Asignada (GWh/Año)	Costo (USD/MWh)	Impacto en el PxQ
PAIPA 3	Térmica	ANDINA	517,1	9,5	-100%
PAIPA 2	Térmica	ANDINA	536,4	9,5	-100%
ZIPAEMG 2	Térmica	ANDINA	242,0	9,9	-100%
ZIPAEMG 3	Térmica	ANDINA	438,5	10,1	-100%
PAIPA 1	Térmica	ANDINA	223,1	10,2	-100%
TERMOYOPAL 2	Térmica	ANDINA	256,9	10,3	-100%
ZIPAEMG 5	Térmica	ANDINA	385,6	10,6	-100%
ZIPAEMG 4	Térmica	ANDINA	399,3	10,8	-100%

Anexo 1: Asignación Periodo 2027-2028, con un Excedente del 12%

Plantas no Asignadas (Cont.)

Planta	Tipo de Generación	Región	ENFICC no Asignada (GWh/Año)	Costo (USD/MWh)	Impacto en el PxQ
TERMOEMCALI CC	Térmica	ANDINA	1.545,4	13,0	-100%
PROELECTRICA	Térmica	CARIBE	717,5	13,3	-100%
BARRANQUILLA 3	Térmica	CARIBE	405,8	14,5	-100%
BARRANQUILLA 4	Térmica	CARIBE	345,1	15,1	-100%

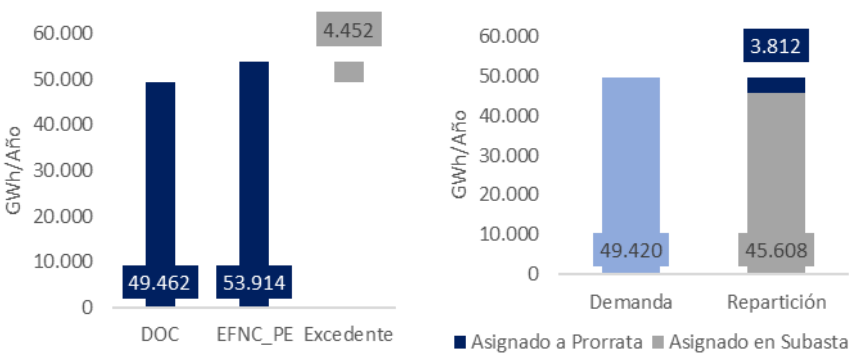
Anexo 2: Asignación Periodo 2027-2028, con un Excedente del 9%

Parámetros de Entrada

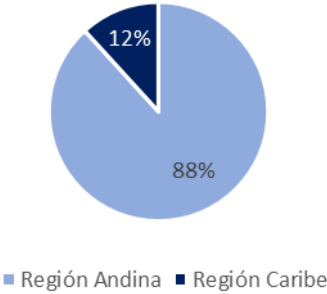
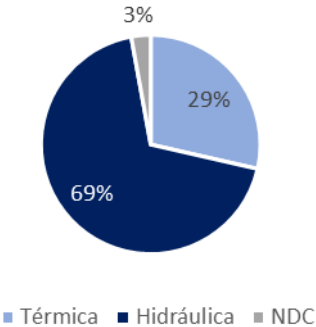
Demanda a Cubrir por Concurso (DCC) (GWh/Año)	Demanda Objetivo a Cubrir (DOC) (GWh/Año)	EFNC de Plantas Existentes (GWh/Año)	Excedente de ENFICC (GWh/Año)	Porcentaje de Excedente	Factor f
45.011	49.462	53.914	4.452	9%	1

Resultados de la Asignación

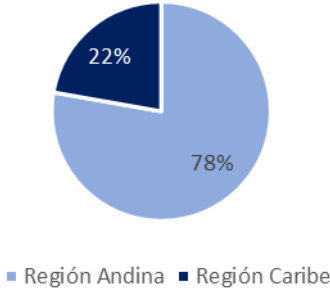
ENFICC Total Asignada (GWh/Año)	49.420
ENFICC Asignada en Subasta (GWh/Año)	45.608
ENFICC Asignada a Prorrata (GWh/Año)	3.812
ENFICC no Asignada (GWh/Año)	4.494
Número de Plantas Asignadas a Prorrata	9
Número de Plantas no Asignadas	8



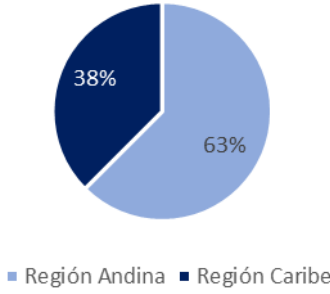
Asignación por Subasta



Asignación a Prorrata



No Asignadas



Anexo 2: Asignación Periodo 2027-2028, con un Excedente del 9%

Plantas Asignadas a Prorrata

Planta	Tipo de Generación	Región	ENFICC a Prorrata (GWh/Año)	Costo (USD/MWh)	Impacto en el PxQ
GUAJIRA 2	Térmica	CARIBE	824,9	9,2	-0,04%
GUAJIRA 1	Térmica	CARIBE	1.081,8	9,3	-1,25%
PAIPA 3	Térmica	ANDINA	517,0	9,5	-3,68%
TERMODORADA 1	Térmica	ANDINA	259,0	9,5	-4,14%
PAIPA 2	Térmica	ANDINA	536,4	9,5	-4,14%
ZIPAEMG 2	Térmica	ANDINA	242,0	9,9	-8,38%
PAIPA 1	Térmica	ANDINA	223,1	10,2	-10,68%
TERMOYOPAL 1	Térmica	ANDINA	65,8	11,0	-17,14%
TERMOVALLE CC	Térmica	ANDINA	61,5	12,6	-27,16%

Plantas no Asignadas

Planta	Tipo de Generación	Región	ENFICC no Asignada (GWh/Año)	Costo (USD/MWh)	Impacto en el PxQ
ZIPAEMG 3	Térmica	ANDINA	438,5	10,1	-100%
TERMOYOPAL 2	Térmica	ANDINA	256,9	10,3	-100%
ZIPAEMG 5	Térmica	ANDINA	385,6	10,6	-100%
ZIPAEMG 4	Térmica	ANDINA	399,3	10,8	-100%
TERMOEMCALI CC	Térmica	ANDINA	1.545,4	13,0	-100%
PROELECTRICA	Térmica	CARIBE	717,5	13,3	-100%
BARRANQUILLA 3	Térmica	CARIBE	405,8	14,5	-100%
BARRANQUILLA 4	Térmica	CARIBE	345,1	15,1	-100%

Anexos - Posibles Implicaciones de la Resolución 133 de 2021

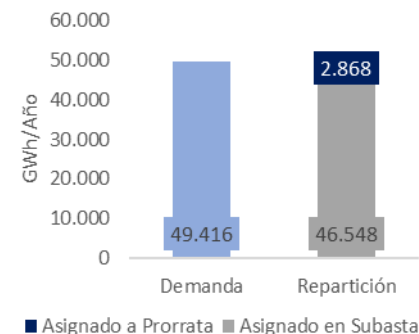
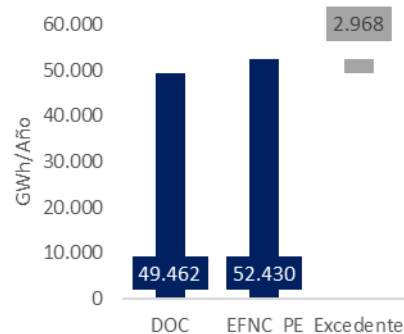
Anexo 3: Asignación Periodo 2027-2028, con un Excedente del 6%

Parámetros de Entrada

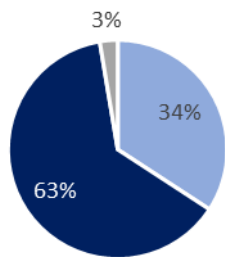
Demanda a Cubrir por Concurso (DCC) (GWh/Año)	Demanda Objetivo a Cubrir (DOC) (GWh/Año)	EFNC de Plantas Existentes (GWh/Año)	Excedente de ENFICC (GWh/Año)	Porcentaje de Excedente	Factor f
46.494	49.462	52.430	2.968	6%	1

Resultados de la Subasta

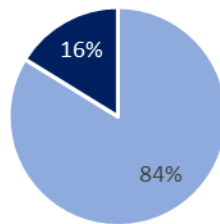
ENFICC Total Asignada (GWh/Año)	49.416
ENFICC Asignada en Subasta (GWh/Año)	46.548
ENFICC Asignada a Prorrata (GWh/Año)	2.868
ENFICC no Asignada (GWh/Año)	3.014
Número de Plantas Asignadas a Prorrata	10
Número de Plantas no Asignadas	4



Asignación por Subasta

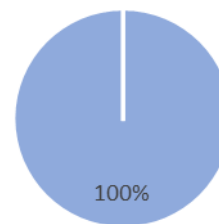


■ Térmica ■ Hidráulica ■ NDC



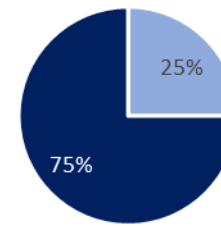
■ Región Andina ■ Región Caribe

Asignación a Prorrata



■ Región Andina ■ Región Caribe

No Asignadas



■ Región Andina ■ Región Caribe

Anexo 3: Asignación Periodo 2027-2028, con un Excedente del 6%

Plantas Asignadas a Prorrata

Planta	Tipo de Generación	Región	ENFICC a Prorrata (GWh/Año)	Costo (USD/MWh)	Impacto en el PxQ
TERMODORADA 1	Térmica	ANDINA	259,0	9,5	-0,48%
PAIPA 2	Térmica	ANDINA	536,4	9,5	-0,49%
ZIPAEMG 2	Térmica	ANDINA	242,0	9,9	-4,88%
ZIPAEMG 3	Térmica	ANDINA	438,5	10,1	-6,12%
PAIPA 1	Térmica	ANDINA	223,1	10,2	-7,28%
TERMOYOPAL 2	Térmica	ANDINA	256,9	10,3	-7,58%
ZIPAEMG 5	Térmica	ANDINA	385,6	10,6	-10,39%
ZIPAEMG 4	Térmica	ANDINA	399,3	10,8	-11,77%
TERMOYOPAL 1	Térmica	ANDINA	65,8	11,0	-13,97%
TERMOVALLE CC	Térmica	ANDINA	61,5	12,6	-24,38%

Plantas no Asignadas

Planta	Tipo de Generación	Región	ENFICC no Asignada (GWh/Año)	Costo (USD/MWh)	Impacto en el PxQ
TERMOEMCALI CC	Térmica	ANDINA	1.545,4	13,0	-100%
PROELECTRICA	Térmica	CARIBE	717,5	13,3	-100%
BARRANQUILLA 3	Térmica	CARIBE	405,8	14,	-100%
BARRANQUILLA 4	Térmica	CARIBE	345,1	15,1	-100%

Anexos - Posibles Implicaciones de la Resolución 133 de 2021

Anexo 4: Asignación Periodo 2027-2028, con un Excedente del 3%

Parámetros de Entrada

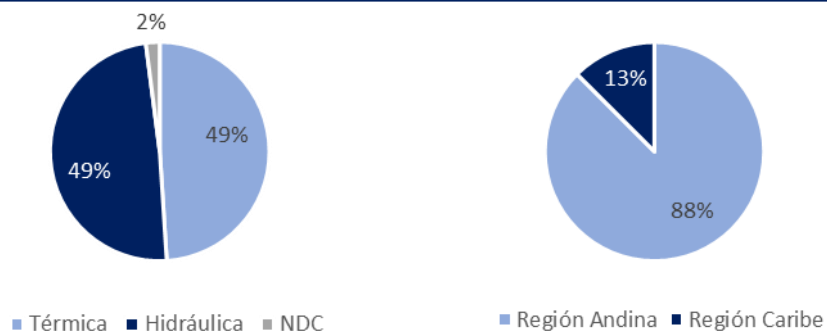
Demanda a Cubrir por Concurso (DCC) (GWh/Año)	Demanda Objetivo a Cubrir (DOC) (GWh/Año)	EFNC de Plantas Existentes (GWh/Año)	Excedente de ENFICC (GWh/Año)	Porcentaje de Excedente	Factor f
47.978	49.462	50.946	1.484	3%	1

Resultados de la Subasta

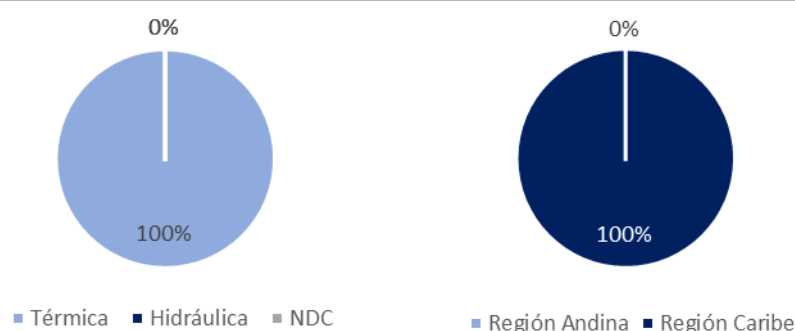
ENFICC Total Asignada (GWh/Año)	49.478
ENFICC Asignada en Subasta (GWh/Año)	49.478
ENFICC Asignada a Prorrata (GWh/Año)	-
ENFICC no Asignada (GWh/Año)	1.468
Número de Plantas Asignadas a Prorrata	-
Número de Plantas no Asignadas	3



Asignación por Subasta



No Asignadas



Anexo 4: Asignación Periodo 2027-2028, con un Excedente del 3%

Plantas no Asignadas					
Planta	Tipo de Generación	Región	ENFICC no Asignada (GWh/Año)	Costo (USD/MWh)	Impacto en el PxQ (USD/Año)
PROELECTRICA	Térmica	CARIBE	717,5	14,1	10.123.128
BARRANQUILLA 3	Térmica	CARIBE	405,8	15,1	6.240.608
BARRANQUILLA 4	Térmica	CARIBE	345,1	15,1	5.511.880

Anexo 5: La Planta de Regasificación del Pacífico* (Cont.)

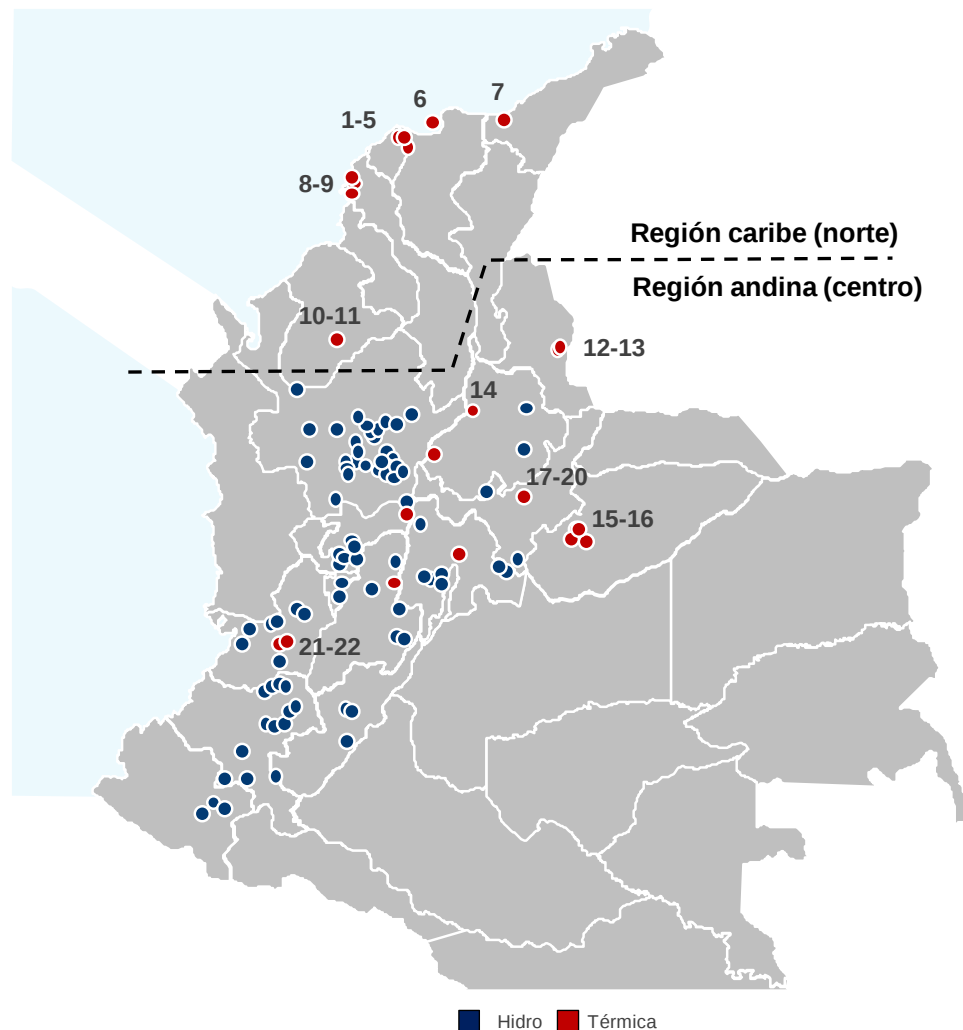
Región Caribe - Plantas Térmicas

	Planta	Combustible Primario	Generación (GWh)	ENFICC (GWh)
1	TEBSA	GAS	3356	6740
2	Termoflores I	GAS	401	1344
3	Termoflores IV	GAS	1652	3736
4	Termobarranquilla 3	GAS	29	405
5	Termobarranquilla 4	GAS	28	345
6	Termonorte	GAS	152	671
7	Termoguajira	CARBÓN	1459	1906
8	Proeléctrica	GAS	303	717
9	Termocandelaria	GAS	188	2683
10	Gecelca 3	CARBÓN	829	1048
11	Gecelca 32	CARBÓN	1514	2218
12	Termocartagena	GASOLINA	45	924
Total			9960	22744

Región Andina - Plantas Térmicas

	Planta	Combustible Primario	Generación (GWh)	ENFICC (GWh)
12	Termotasajero I	CARBÓN	986	1311
13	Termotasajero II	CARBÓN	1123	1414
14	Merilétrica	GAS	45	758
15	Termoyopal	GAS	686	1154
17	Termopaipa I	CARBÓN	156	223
18	Termopaipa II	CARBÓN	363	536
19	Termopaipa III	CARBÓN	336	517
20	Termopaipa IV	CARBÓN	1054	1336
21	Termovalle	GAS	290	2058
22	Termoemcali	GAS	9	1545
23	Termosierra	GAS	1574	2972
24	Termozipa	CARBÓN	650	1529
25	Termocentro	GAS	123	741
Total			7399	16099

Localización Geográfica de Plantas del SIN



* Elaborado con base en <https://www.andeg.org/empresas-asociadas/>

Información de Contacto

Carlos Andrés Terrassa
cterrassa@sumatoria.com.co
SUMATORIA
T+(571)2361600

Santiago Granados
sgranados@sumatoria.com.co
SUMATORIA
T+(571)2361600

Nicolás Umaña
numana@sumatoria.com.co
SUMATORIA
T+(571)2361600

Eduardo Afanador
edafanadori@outlook.com
PE3
T+(571)6183353

Juan Eduardo Afanador
j-afanador@outlook.com
PE3
T+(571)6183353