

ANDEG-010-2021

Bogotá D.C., 26 de Febrero 2021

Doctor
DIEGO MESA PUYO
Ministro de Minas y Energía
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
Ciudad

Doctor
MIGUEL LOTERO ROBLEDO
Viceministro de Energía
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
Ciudad

Asunto: Comentarios a las propuestas y los documentos presentados en los informes de la segunda fase de la Misión de Transformación energética.

Respetados doctores:

La Asociación Nacional de Empresas Generadoras (ANDEG), de manera atenta y respetuosa, en atención las propuestas y documentos publicados para comentarios en el marco de la "*Segunda Fase de la Misión de Transformación Energética - Hoja de Ruta para la Energía del Futuro*", liderada por el Ministerio de Minas y Energía, a continuación, remite sus comentarios.

En primer lugar, desde esta Asociación reconocemos y resaltamos el trabajo, la gestión y el liderazgo del Ministerio de Minas y Energía, así como el esfuerzo realizado por el equipo de trabajo involucrado en el desarrollo de los análisis y propuestas de la Misión de Transformación Energética, cuyos planteamientos y resultados, esperamos que contribuyan a trazar el camino para avanzar en un sector de energía cada vez más confiable, resiliente y sostenible, a través de la construcción de la hoja de ruta para la transición energética.

En el contexto anterior, observamos que el Documento presentado a comentarios sobre “Segunda Fase Misión de Transformación Energética”¹, contiene propuestas, en algunos casos, diferentes a las planteadas en los estudios para identificar los ajustes al marco regulatorio e institucionales para avanzar en la modernización del mercado y de la red eléctrica, los cuales, fueron presentados durante el año 2020 por expertos nacionales e internacionales, en el marco de la Fase I de la Misión. Al respecto, nos preguntamos si los cambios planteados respecto al perfil de las propuestas y recomendaciones que se aprecian en los diferentes focos de la Misión en el Informe de la Segunda Fase, obedecen al enfoque de los nuevos consultores contratados para el diseño de la hoja de ruta.

Así las cosas, consideramos oportuno, como primera medida, que el Ministerio de Minas y Energía, convoque talleres y mesas de trabajo con los agentes y la comunidad en general, en donde se presente por parte de los consultores la propuesta de hoja de ruta para el desarrollo de las recomendaciones de la Misión de Transformación Energética, lo cual, contribuirá a enriquecer la discusión en torno a las recomendaciones planteadas.

En segundo lugar, si bien observamos un avance en los estudios y análisis de las propuestas puestas a consideración en la Segunda Fase, resulta fundamental, tal como lo señaló ANDEG al Gobierno Nacional en las observaciones a las propuestas de los informes de la primera fase, que haya un análisis beneficio/costo más amplio de cada una de las propuestas planteadas, en el contexto de la interrelación entre los diferentes focos de la Misión, en el marco de la gradualidad de las reformas planteadas, esto es, un análisis integral ex ante de las propuestas y recomendaciones en el horizonte de análisis, a fin de verificar la “viabilidad o no de su implementación” en el mercado colombiano, desde la perspectiva de Análisis de Impacto Regulatorio (AIR). Finalmente, es adecuado que se valore articular los lineamientos de la hoja de ruta de la “transformación energética” con el desarrollo de la agenda regulatoria de la CREG dado que, por lo menos para el año 2021, ya se ha planteado una propuesta indicativa de temas a abordar en el contexto regulatorio.

De otro lado, desde nuestra Asociación quisiéramos conocer cómo se abordaron los planteamientos, observaciones y/o recomendaciones, que realizaron los agentes y la industria respecto a las propuestas contenidas en el Informe I de la

¹ [e3811f3c-c4f3-40d3-85e6-664d171c298a \(minenergia.gov.co\)](https://www.minenergia.gov.co/guestbook/e3811f3c-c4f3-40d3-85e6-664d171c298a)

Misión, y en tal sentido, precisar de qué forma se integraron estos análisis, o no, al diseño del informe de la segunda fase de la Misión. Para ANDEG es de gran importancia conocer si los consultores de la Misión incorporaron en la revisión, las propuestas realizadas por nuestra Asociación a través de la Consultoría a cargo de la empresa Sumatoria- Pe3², cuyo informe anexamos nuevamente, en donde se plantearon una serie de conclusiones y recomendaciones para la hoja de ruta, de donde extraemos algunas de ellas, las cuales, mantienen su validez para las propuestas planteadas en el informe de la Segunda Fase de la Misión, especialmente en el Foco 1, como se presentan a continuación:

1. Con base en todos los análisis realizados, se concluye que **no es razonable acometer una modificación del actual CxC que implique cambios sustanciales** a su estructura por las siguientes razones:

- No existe una sustentación sólida de las falencias que se le asignan al CxC, y no existe una identificación de cuáles son los factores críticos que deberían ser modificados en el corto y mediano plazo.
- Siendo que el objetivo central que dio origen al CxC (y antes al Cargo por Capacidad), es el de asegurar la confiabilidad del sistema, **no es prudente ni recomendable que, en un escenario de incertidumbre sobre el comportamiento de los recursos renovables originado en el cambio climático y la penetración de ERV, para un país tropical altamente vulnerable como Colombia, se tomen decisiones que puedan poner en riesgo la confiabilidad del SIN.**
- Por último, el sector ya se encuentra en camino de una importante transformación y transición, especialmente con la instalación de una capacidad significativa de ERV en los próximos años y la adopción de nuevas reglas para el mercado de corto plazo, transición que es importante consolidar para contar con elementos de juicio objetivos respecto a las mejores alternativas hacia más largo plazo en los mecanismos del MEM.

2. En este contexto de transición, lo razonable es que la definición futura de nuevas políticas y cambios regulatorios significativos,

² Sumatoria, Pe3. "Estudio de propuestas de modificación del MEM". Estudio elaborado para ANDEG, 2020.

como podría ser una modificación substancial del actual mecanismo de CxC, cuente con el conocimiento concreto de los resultados de dicha transición.

3. Consecuentemente, se deben definir con claridad las prioridades que deben orientar la actividad de política, regulación y planeamiento de las autoridades. Al respecto, se sugieren las siguientes:
 - **Preservar la confiabilidad mientras se desarrolla y consolida la transición.**
 - Lograr una adecuada incorporación al SIN de las ERV en proceso de estructuración y construcción.
 - **Lograr el adecuado diseño e implantación del despacho vinculante y mercados intradiarios.**
 - Apoyar y concentrar recursos en el despegue del MAE y la AMI.

A continuación, describiremos algunas observaciones al contenido de las propuestas de la Misión en la Segunda Fase, con el ánimo de contribuir a la construcción efectiva de la hoja de ruta:

1. Foco 1: Competencia, participación y estructura del mercado eléctrico

1.1. Suficiencia y recursos de largo plazo

Observamos que en el corto plazo existe una propuesta de unificar “planeación y suficiencia en el abastecimiento”, frente a lo que se plantean “habilitadores normativos”, que consideramos deberían revisarse a la luz de las disposiciones legales y regulatorias en materia de confiabilidad y seguridad en el suministro de energía eléctrica en el SIN.

Al respecto, observamos que propuestas de “instruir” a la UPME para modificar los criterios de los planes de expansión para complementar la “aproximación de confiabilidad basada en la OEF”, así como establecer mecanismos de asignación competitivos y diferenciados a las plantas existentes separadas de las nuevas, deberían revisarse en el marco de la reglamentación vigente del Cargo por Confiabilidad, y especialmente, en el contexto del balance de energía firme y demanda esperada de corto y mediano plazo, dado que la situación actual no es diferente, incluso, respecto a las consideraciones identificadas por la Comisión a través de la Resolución CREG 104 de 2018, en donde se evidenció la necesidad de una asignación de OEF a partir del periodo 2022-2023, por *“incertidumbre en la entrada en operación del proyecto hidroeléctrico Ituango”*.

A la fecha, observamos que la coyuntura actual presenta un panorama similar de incertidumbre frente a la entrada de Hidroituango. Si bien, el balance energético de los últimos meses se vio “aliviado” en cierta medida por la reducción de la demanda a partir de la coyuntura sanitaria del covid-19, en donde el consumo de electricidad en el SIN bajó en -2.26% durante 2020 respecto al año anterior; en el corto plazo, Ituango es un proyecto de expansión cuya entrada oportuna en operación, se vuelve fundamental para el abastecimiento energético, esto es, un eventual retraso en el cumplimiento de las OEF 2021-2022 por parte de este proyecto, podría conllevar una escasez de energía firme de alrededor de 3290 GWh-año, tal como se ilustra a continuación.

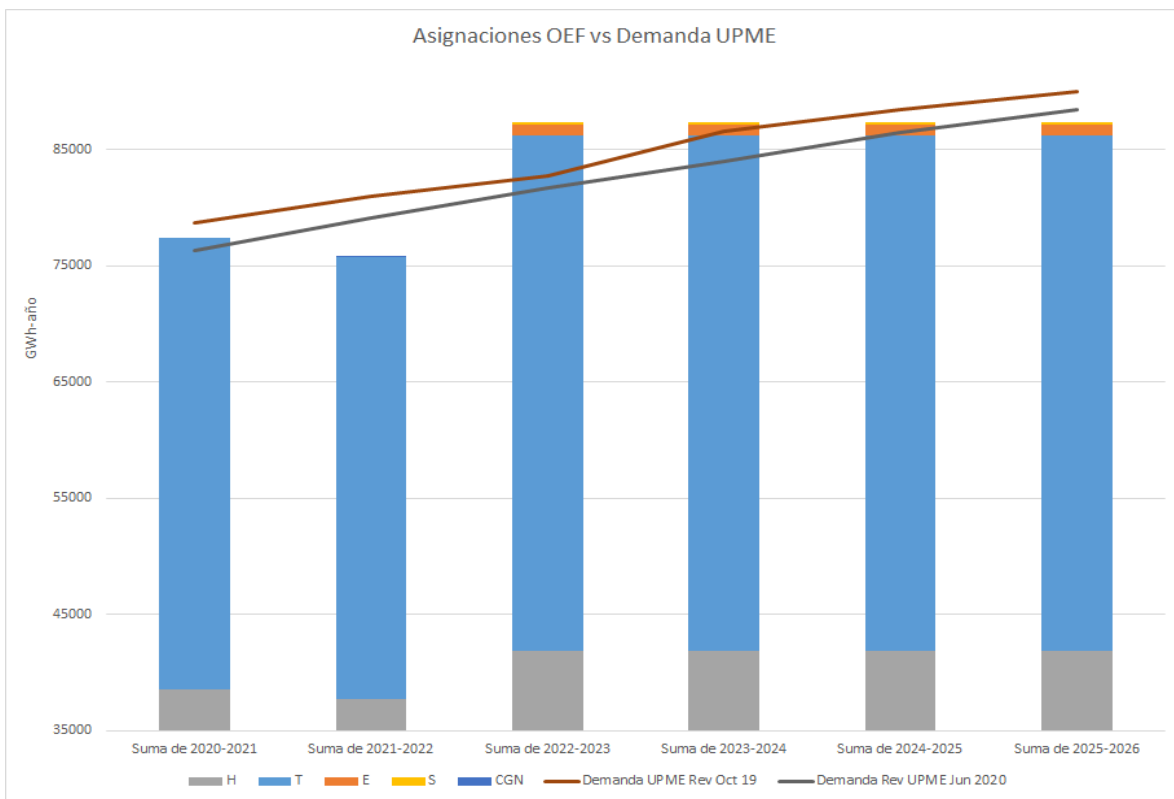


Figura 1 (Fuente: Consolidado asignación de OEF, XM. Proyecciones de Demanda UPME (Rev. Jun 2020, Oct 2019), SIEL- UPME. Cálculos ANDEG. Escenario Hidro Ituango entra en periodo 22-23)

En este sentido, invitamos a las entidades del Gobierno que se lleven a cabo los análisis oportunos de planeamiento energético de tal manera de evidenciar las necesidades de energía en firme que requiere el país en caso de no materializarse la entrada de Ituango en los próximos meses, antes que

considerar la modificación en la “coyuntura actual” de las reglas de asignación del Cargo por Confiabilidad, a partir de las cuales, por lo menos, las plantas existentes han venido aportando la energía firme para asegurar la atención de la demanda, incluso el año anterior, con la mayor reducción del nivel de embalses de los últimos 25 años, y adicionalmente, algunos desarrolladores, en el contexto de las señales de inversión de largo plazo dadas por el Cargo por Confiabilidad, han venido desarrollando proyectos de expansión térmica (Subasta CXC, 2019), algunos ya en operación y otros próximos a entregar energía firme al sistema, y también, ha habido participación activa de agentes térmicos en las subastas de reconfiguración que se han planteado en los últimos meses por parte de la CREG³, justamente por *“la incertidumbre sobre la entrada en operación del proyecto hidroeléctrico de Ituango para los períodos en análisis, se encontró que era posible que existiera un eventual déficit de obligaciones de energía firme, dado que las OEF actualmente asignadas en cada uno de los períodos en cuestión resultó inferior a la demanda proyectada por la UPME”*- Resolución CREG 099 de 2020.

En el contexto anterior, **nos preguntamos si es adecuado en esta coyuntura de incertidumbre frente al abastecimiento energético por la entrada o no de Hidroituango, que se presenten propuestas de modificación del esquema del Cargo por Confiabilidad, cuando justamente lo que requieren los agentes e inversionistas es estabilidad en las reglas de juego y en la institucionalidad del sector, para que no se ponga en riesgo la confiabilidad del SIN en el mediano plazo**

Es tan importante la señal inversionista que desde el Documento CREG 049 de 2018, la CREG ha venido advirtiendo sobre la necesidad de *“...adición de oferta de energía firme en un plazo menor al periodo de planeación, así como programas de respuesta de la demanda, que permitan cubrir el déficit que se observaría en caso de un atraso mayor en el proyecto Ituango...”*.

Finalmente, en el pasado la Comisión ha planteado propuestas de modificación del esquema de asignación del Cargo por Confiabilidad- Res. CREG 055 de 2017, que en la práctica, no se han materializado, dado que desde la perspectiva de los objetivos de política pública de abastecimiento de la demanda, no se debe poner en riesgo el cumplimiento de las Obligaciones de Energía en Firme (OEF). En todo caso, reiteramos la importancia de incluir un análisis beneficio/costo que

³ [Subasta de Reconfiguración de Compra \(SRCFC\) \(xm.com.co\)](http://xm.com.co)

demuestre las bondades de la modificación del esquema del Cargo por Confiabilidad frente a la situación actual, y vemos adecuado que la CREG realice estos análisis de impacto regulatorio, tal como lo realizó EConcept en 2019, donde demostró que:

"el ahorro del Cargo ha sido de \$ 14.5 billones por concepto de brecha de precios asumidos por las generadoras, más \$ 16.99 billones por evitar el racionamiento, es decir un total de \$ 31.49 billones a precios constantes de 2018. En contraste, el gasto que ha significado para la sociedad este Cargo, desde su existencia en 2006 hasta el 2018 ha sido de \$ 28.1 billones, indiscutiblemente menor que el ahorro. De este modo, se concluye que el Cargo tiene una relación costo beneficio positiva para la sociedad, para los usuarios y para el sector eléctrico colombiano..."⁴

1.1.1. Migración a esquema de contratos

La iniciativa planteada en el Foco 1 respecto a migrar hacia un esquema de contratos de energía en firme implica la creación de otro mercado de contratos, cuya relación e interacción con los instrumentos vigentes, sigue sin ser abordada de forma integral y adolece de un análisis de impacto regulatorio, con lo que dejan muchas inquietudes sobre su implementación y capacidad de desarrollarse, teniendo en cuenta la complejidad y dificultades que representa no solo para los agentes que se encuentran en las puntas del mercado, sino también para el administrador del sistema, XM SA ESP., quien tendría que modificar procedimientos de liquidación, auditoría – verificación, y también, para la CREG, que tendría que anticipar, y evaluar bajo principios de eficiencia y suficiencia financiera, todos los cambios necesarios para la implementación del cambio regulatorio propuesto.

Adicionalmente, los resultados de la última subasta del Cargo por Confiabilidad demuestran que es un esquema competitivo, abierto a todas las tecnologías y que valora a cada una por la posibilidad de brindar firmeza al sistema. Por otro lado, el esquema de confiabilidad ha demostrado ser eficiente, continuo, simple, eficaz y habilitador de inversiones y de atención efectiva de la demanda. Así mismo, no se puede desconocer todo el proceso de ajuste y refinación al que ha

⁴ EConcept. "El Sector Eléctrico en Colombia: Recomendaciones de Ajuste para un Sistema Exitoso", 2019.

sido sometido este mecanismo de mercado en procura de la mejora del esquema establecido en la Resolución CREG 071 de 2006, en donde aspectos como la mejora del tipo de subasta, el precio marginal de escasez, las auditorías a contratos de combustibles, el estatuto de riesgo de desabastecimiento, entre muchos otros, han contribuido a que el país cuente con un esquema de expansión robusto para asegurar la atención de la demanda eléctrica en condiciones de escasez.

Por estos motivos, desde esta Asociación consideramos que el Cargo por Confiabilidad no debe ser sujeto de una modificación estructural, y en particular, consideramos que la migración propuesta en el Informe de la Segunda Fase hacia un esquema de contratos no cuenta con un nivel de elaboración que permita apreciar objetivamente sus ventajas ni económicas ni técnicas frente al mecanismo actual del Cargo por Confiabilidad.

Adicionalmente, en Colombia la demanda de contratos a largo plazo (mayores a cinco años) ha sido reducida, siendo vista más como una estrategia de diversificación de portafolio que como una garantía de abastecimiento, lo que evidencia la inconveniencia de la obligatoriedad de estos contratos, no asegurando la confiabilidad del sistema y presentando una incidencia directa en la competitividad del mercado eléctrico, con una repercusión directa en la competitividad de las tarifas, tal como se expone en el estudio de Sumatoria, al que hemos hecho referencia con anterioridad, y que solicitamos se revise integralmente por parte de los consultores de la Misión de Transformación Energética.

Vemos adecuado que antes de considerar un cambio del esquema del Cargo por Confiabilidad hacia un esquema de contratos de energía, se complemente la revisión de la experiencia internacional, acorde al contexto de los diferentes sistemas eléctricos, pues si bien, esta disyuntiva entre esquemas de contratos de energía y mercados de confiabilidad es parte de la discusión actual de los mercados eléctricos modernos en el contexto de la inserción de nuevas fuentes de generación⁵, no se debe perder de vista, en el marco de la definición del objetivo de política energética, que la determinación del mejor camino, en este caso, debe comenzar con una evaluación de si el mercado de confiabilidad en el país, ha funcionado; y ese sentido, prever, si en un mercado eléctrico con

⁵ AD17-11-000 – State Policies and Wholesale Markets Operated by ISO New England Inc., New York Independent System Operator, Inc., and PJM Interconnection, L.L.C.. Disponible en: [Federal Energy Regulatory Commission \(FERC\) Filings \(ny.gov\)](https://www.ferc.gov)

volatilidad de precios por efecto de la alta participación hídrica en la matriz de generación, como es el caso colombiano, bajo el esquema propuesto de contratos de energía de largo plazo, se asegurarían o no los requerimientos de ampliación de capacidad de generación que se necesitan para mitigar los riesgos de escasez de energía firme.

Si en realidad se quiere ir hacia un esquema de contratos de energía firme estandarizados, no existe justificación para embarcar al sector en un cambio de tales proporciones al actual CxC, lo que consideramos que, demandará gran cantidad de recursos y de tiempo, y al final no constituiría transición alguna hacia el enfoque final que propone la Misión de Transformación Energética.

1.1.2. Expansión de nueva generación con energía firme eficiente

Dentro del esquema de transición descrito en el Anexo 1 del documento se especifica que las nuevas subastas *“deben tener como objetivo incentivar la expansión de nueva generación con energía firme eficiente y las segundas disponer de forma eficiente de energía firme en el corto plazo”*. Si bien ya se expusieron los motivos bajo los cuales el cambio de esquema no resulta apropiado, queremos resaltar que, con afirmaciones asociadas a segmentar el mercado de confiabilidad entre plantas nuevas y existentes, en donde entendemos que se está incentivando la inserción de tecnologías renovables no convencionales en este mercado, **se estaría modificando un atributo del esquema del Cargo por Confiabilidad como es el asociado al de producto homogéneo bajo el cual se ha constituido la confiabilidad del sistema eléctrico en Colombia, la energía en firme**, la cual por definición es aquella energía en un sistema eléctrico que está garantizada en todos los momentos del año con resolución diaria, sin importar las condiciones del sistema (climáticas especialmente en un sistema hidro-térmico como el Colombiano).

Es por esta definición, que optar por un esquema que asigne o priorice a asignación a ciertos tipos de tecnologías intermitentes, con factores de planta y energía en firme baja, estaría lanzando al sistema a una condición de “sobre instalación” y de subastas recurrentes que no aseguran el abastecimiento de la demanda y recortan la inversión en proyectos con energía firme, por lo cual, insistimos que se lleve a cabo un estudio técnico-económico en el sistema eléctrico del país, en donde se estime, en las condiciones actuales y futuras, el potencial de capacidad instalada a incorporar en el sistema a partir de recursos renovables no convencionales, a fin de dimensionar las inversiones requeridas en la red eléctrica y en infraestructura de respaldo (servicios auxiliares), que se necesitarían para asegurar una red eléctrica confiable y eficiente.

En adición, sugerimos considerar en análisis de los resultados del Estudio realizado por Di-Avanti y Comillas sobre "Consultoría para definir las métricas para estimar la contribución de confiabilidad al SIN"⁶, en donde se evalúa *"la contribución a la fiabilidad de cada tecnología en el contexto general futuro, definido por la composición esperada del mix. Esto no supone un cambio de ningún tipo con respecto a la actual forma de asignar la OEF"*, con lo que, la propuesta del Consultor destaca que "el diseño del CXC vigente se respeta en su totalidad".

De otro lado, en el contexto de la seguridad en el suministro acorde a mercados de confiabilidad, sugerimos que la Misión de Transformación aborde la experiencia internacional reciente en donde países que no han contado con esquemas de confiabilidad claramente definidos a través, por ejemplo, del respaldo y soporte de las plantas térmicas en el marco de diversificación y la confiabilidad, sus sistemas eléctricos han colapsado ante eventos críticos por déficit de oferta de energéticos y/o por intermitencia de las fuentes renovables no convencionales; como es el caso reciente del Estado de Texas en USA⁷, o Alemania⁸, en donde han tenido que recurrir a las plantas convencionales, de carbón y gas natural, para asegurar el suministro eléctrico.

De hecho, algunos países están evaluando hacer expansión de generación con proyectos que utilicen tecnologías avanzadas de combustión de gas de ciclo combinado, de combustibles líquidos eficientes y flexibles, de carbón de última generación, con tecnologías de alta eficiencia y bajas emisiones (HELE), de captura, secuestro y utilización de carbono (CCUS), lechos fluidizados entre muchas otras que ofrece el mercado, que concentran mucha más energía firme disponible, ofrecen mayor respaldo al sistema y al abastecimiento de la demanda a la vez que disminuyen su impacto ambiental. Lo anterior, observamos que debería ser abordado en el marco de la transformación energética y del planeamiento del sistema eléctrico a largo plazo.

1.1.3. Proyecto de Ley 365S-20 "Transición Energética"

El Proyecto de Ley 365S de 2020, aborda la iniciativa del Gobierno Nacional entorno a la transición energética, pero desde una perspectiva equivocada, dado que desde el objeto de la propuesta reglamentaria, se sesga la definición de la transición energética, al plantearla como un

⁶ [Circular006-20 Anexo4 Final.pdf \(creg.gov.co\)](#)

⁷ [Texas Outages Put Reliability Of Renewable Energy In The Spotlight \(forbes.com\)](#)

⁸ [Achtung Baby! \(It's Cold Outside\) - Germany's "Green" Energy Fail Rescued By Coal And Gas | ZeroHedge](#)

“cambio estructural a largo plazo en los sistemas energéticos”, por efecto de “El agotamiento de los combustibles fósiles y, sobre todo, la degradación socioambiental a la que su uso contribuye decisivamente ha hecho comprender la necesidad de una profunda revolución energética”.

Con lo anterior, la iniciativa parlamentaria resulta desenfocada frente a los avances que ha tenido el Gobierno Nacional entorno a la construcción de la hoja de ruta de la transformación energética, que se ha venido llevando a cabo desde el año anterior, y sus propuestas se han materializado a través de los Informes de la Segunda Fase de la Misión.

En este sentido, el Proyecto de Ley presenta propuestas alejadas de los informes finales de los documentos de la Misión de Transformación Energética, con lo que genera el efecto contrario del objetivo de “fortalecer la transición energética”, y en particular, observamos que se genera incertidumbre respecto a cambio en las reglas de juego e institucionalidad del sector energético, a partir de propuestas contenidas en el proyecto de ley.

Como agentes de la cadena del sector de la energía eléctrica, desde la visión de la generación térmica, se espera que la iniciativa reglamentaria, por lo menos, se encuentre articulada con las propuestas que se derivan de la construcción de la hoja de ruta de la Misión de Transformación Energética, y en adición, se solicita que esta propuesta legislativa se ajuste a los lineamientos del Gobierno Nacional en materia de la “transición energética”, y en este sentido, solicitamos la participación del Ministerio de Minas y Energía en el trámite legislativo, dado que hay propuestas asociadas, por ejemplo, a “confiabilidad eléctrica”, que podrían **modificar el esquema del Cargo por Confiabilidad, con lo que se pondría en riesgo la confiabilidad del sistema y la ejecución de los proyectos de inversión en plantas de generación que a futuro se requieren para el país.**

El cambio planteado en materia de “confiabilidad energética” en esta propuesta legislativa, corresponde una modificación a las reglas actuales, que puede resultar en pleitos onerosos para el Estado que podrían representar al final mayores costos para los usuarios.

De hecho, el mismo Ministerio de Minas y Energía, en el Concepto frente al Proyecto de Ley 146S-19- Rad 2019064355, señala los beneficios del Cargo por Confiabilidad, así:

“....

- *Esquema de mercado*
- *Da la señal de largo plazo para promover la expansión*
- *Garantiza el abastecimiento*
- *Garantiza precios eficientes y cobertura ante picos de precios de bolsa”*

Y frente a lo anterior, el Ministerio reitera que ***"erróneamente se ha concebido el Cargo por Confiabilidad como un recurso que ingresa al generador y con el cual este último solamente debe garantizar la disponibilidad y generación de energía en momentos de sequía, desconociendo entonces que para que en los momentos de situación crítica de abastecimiento se cuente precisamente con tal disponibilidad, el agente generador debe sufragar por supuesto cada uno de los costos que se encuentren asociados a cumplir con la OEF..."***

1.2. Precios nodales

En general, nuestro comentario va enfocado hacia el análisis profundo, detallado y participativo que debería realizarse sobre las implicaciones y la forma como se lleve a cabo el desarrollo de la propuesta presentada en la hoja de ruta. Por ejemplo, si bien la experiencia internacional muestra los beneficios de implementar precios nodales en mercados eléctricos respecto a las congestiones de red, en el marco de desarrollo tanto de los Derechos Financieros de Transmisión como de las inversiones de red; es adecuado que la Misión aborde sobre los impactos de la implementación de precios nodales en el mercado eléctrico colombiano en las diferentes capas del sistema eléctrico⁹, y en particular, frente a los diferentes mercados, caso del esquema del Cargo por Confiabilidad.

1.3. Mercado de corto plazo y servicios complementarios

Identificamos que la propuesta de hoja de ruta planteada para la Segunda Fase, podría ser complementada con la reglamentación de los servicios complementarios en el Sistema Interconectado Nacional, los cuales, junto con

⁹ <https://economics.mit.edu/files/16650>

los temas relacionados al despacho vinculante y mercado intradiario, se requieren en el contexto de la inserción de fuentes renovables no convencionales de carácter interrumpible al sistema eléctrico. Al respecto, es oportuno señalar que la CREG, en los últimos años, ha desarrollado un trabajo importante en términos de estudios y consultorías, pero al día de hoy, no reflejan una iniciativa clara para la incorporación de estos esquemas regulatorios en el mercado eléctrico.

Desde ANDEG consideramos que la expedición de esquemas regulatorios que se ajusten a la evolución del mercado de energía, incluyendo los mecanismos asociados a los servicios complementarios, tendrían la capacidad de coadyuvar al alivio y gestión de las restricciones en el SIN, y de esta manera, contribuir a la competitividad y la eficiencia en la prestación del servicio de energía eléctrica en el país, y a su vez, a la modernización y desarrollo de un mercado completo en donde se valoren las restricciones del sistema bajo el principio de causalidad.

2. Foco 2: El rol del gas en la transformación energética.

Confiabilidad y seguridad del abastecimiento, plantas de regasificación, responsables de la remuneración, naturaleza de la actividad de la planta y de puerto público.

En general, consideramos que la infraestructura de importación de gas del Pacífico, lo que incluye la Planta de Regasificación y la construcción del gasoducto asociado Buenaventura-Yumbo, contribuirán al abastecimiento, confiabilidad y diversificación de las fuentes de suministro de gas en el país, haciéndola relevante en la coyuntura actual, haciendo urgente la realización de este proyecto de interés nacional y estratégico, pues como lo ha mostrado la Unidad de Planeación en su documento, el balance de oferta-demanda indica déficit de gas en el mediano plazo, con lo cual, los precios del gas estarán dando señal de escasez, y al tiempo, el sistema eléctrico estará requiriendo flexibilidad en su operación por el incremento de generación intermitente a partir de fuentes renovables no convencionales.

En el contexto anterior, nuestra agremiación ha sido enfática en expresar el interés de sus asociadas beneficiarias en participar, en condiciones de firmeza y viabilidad financiera, en la contratación de la infraestructura de importación de la Planta de Regasificación del Pacífico para respaldar Obligaciones de Energía Firme – OEF, lo cual, indudablemente se traduce en un alivio económico para la demanda remanente.

En ese sentido, consideramos importante resaltar los siguientes aspectos a fin de que sean considerados en los análisis que se vienen adelantando en el marco de este foco: (i) dadas las condiciones de participación de las plantas de generación térmica que respalden sus OEF a través de la Planta de Regasificación del Pacífico, definidas por la regulación vigente, resulta imperante que el esquema de contratación esté en armonía con las condiciones de viabilidad financiera que permite el Cargo por Confiabilidad, (ii) es fundamental que el esquema de contratación que se defina cumpla con la condición de firmeza que el respaldo de OEFs requiere, (iii) Dado el balance de gas y la expectativa de crecimiento de la demanda que ha presentado la UPME en su Estudio Técnico, se sugiere evaluar la dimensión de la obra, y de esta forma, considerar escenarios de mayor capacidad de almacenamiento, y regasificación, así como de la capacidad de transporte que aseguren condiciones de acceso para atención de la demanda beneficiada de esta infraestructura, especialmente en condiciones de déficit de gas que pongan en riesgo la atención de la demanda; en todo caso, el abastecimiento de gas proveniente de ésta infraestructura, deberá asegurarse para atención de las plantas termoeléctricas en el contexto de la seguridad y la confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional.

Así mismo, invitamos a los consultores de la Misión a considerar, dentro de sus análisis de costo-beneficio, los impactos que la Planta de Regasificación del Pacífico tendría en términos no sólo de reducción de emisiones y eficiencia por el cambio en la operación de combustibles líquidos a gas, sino también el efecto en el Precio Marginal de Escasez.

De otro lado, esta Asociación exhorta a no perder de vista los aspectos comerciales que derivan de la participación del grupo térmico del interior en la contratación de la Planta de Regasificación del Pacífico, que, si bien están en cabeza de la Comisión de Regulación de Energía y Gas- CREG, es importante que exista una intencionalidad clara en la armonización de los aspectos regulatorios desde la concepción misma del proyecto.

Al respecto, entendemos que la CREG deberá profundizar en los análisis de impacto tarifario que se requieran en el marco de la definición de las condiciones de remuneración de la infraestructura de abastecimiento y confiabilidad de gas natural, cuya revisión deberá considerar el beneficio de la infraestructura de regasificación del Pacífico para los diferentes sectores de demanda de gas natural en el país, caso de la industria petrolera, así como refinación y petroquímica.

De otra parte, en cuanto a la propuesta de considerar las plantas de regasificación como de acceso abierto, y en referencia particular a la Planta de

Regasificación de la Sociedad Portuaria El Cayao a partir del 2026, es oportuno señalar que: 1) en la actualidad, este terminal de regasificación no es de libre acceso, pues su objeto está orientado a la atención de las obligaciones de energía en firme del grupo térmico de la Costa Caribe, 2) los agentes participantes en el esquema de operación actual requieren no sólo el respaldo de la disponibilidad del combustible, sino las señales de largo plazo que aseguren la remuneración de los costos de la infraestructura e importación de gas natural en el marco del buen funcionamiento del Cargo por Confiabilidad; 3) Cualquier incremento de volúmenes adicionales de importación de esta planta así como las condiciones de comercialización de gas entre agentes deberán definirse acorde al desarrollo regulatorio, al respecto, es adecuado que se considere como una alternativa de abastecimiento de gas para el país la ampliación de la terminal de regasificación de Cartagena. Y en adición, desde ANDEG consideramos que la condición de “libre acceso” planteada, no puede afectar el criterio de confiabilidad en el sector eléctrico, dado que la motivación del desarrollo regulatorio para la puesta en operación de esta infraestructura ha sido asegurar la energía firme que las plantas térmicas le entregan a los colombianos para mitigar los riesgos de desabastecimiento eléctrico.

3. Foco 5: Revisión del marco institucional y regulatorio.

3.1. Desintegración e independencia de las actividades de electricidad y Gas Natural

En cuanto a las propuestas de reformas institucionales y regulatorias presentadas, consideramos pertinente evaluar la implementación efectiva de cada una de las propuestas presentadas, especialmente en marco de la libre competencia, independencia y liberalización del mercado en donde se propenda por un sistema competitivo, con límites de participación y concentración de poder bien definidos tanto en la operación como en los Comités, Consejos Operativos y Administrativos del sistema.

Adicionalmente, consideramos adecuada la integración de la demanda bajo la representación del CAC al tener un rol más importante en la planeación y decisiones del sector, en especial con la inclusión de nuevos y mayores “prosumidores”, generadores distribuidos y los nuevos desarrollos de micro redes que lleguen a realizar intercambios con la red.

3.2. El Rol de la UPME en la transformación energética

De otro lado observamos que, a lo largo de todas las propuestas se le está recargando una gran cantidad de actividades, responsabilidades y atribuciones a la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), que en la mayoría no responden a las capacidades, operativas, técnicas y de capital humano de la institución. En especial, las actuaciones ambientales y sociales, como es expuesto en la tabla 39 del Anexo 1 de la hoja de ruta, podría revisarse a la luz de la articulación interinstitucional con las entidades sectoriales.

En general, consideramos adecuado que en el marco de la “transformación energética”, debería revisarse el rol “centralizador” de la UPME, lo cual podría estar en contravía de los objetivos de descentralización y digitalización de la industria que se promueven en el Foco 3 de la Misión de Transformación Energética.

Por un lado, el Gobierno Nacional plantea la importancia de evaluar la transformación del OR hacia un DSO que asuma la responsabilidad de la operación, planteamiento e inversiones en red, y a partir del cual, se tenga manejo eficiente de los recursos distribuidos y el intercambio de los servicios de red; pero por el otro lado, la Misión reconoce el rol de la UPME en el trámite de conexión definido en la Resolución CREG 233 de 2020, en donde literalmente, la UPME centraliza el proceso de conexión al SIN, y también, define criterios de expansión en el SIN y en el SNT. Consideramos que con el enfoque de nuevos modelos de negocio en mercados descentralizados de energía eléctrica, es oportuno que se examine la figura del “planeador central” en el marco de la transición energética.

3.3. Cambios institucionales

De forma general frente a los cambios institucionales que se proponen al sector, consideramos que hacen parte del crecimiento y avance del sector. Algunas consideraciones:

3.3.1. Regulación Económica

Agradecemos de antemano la inclusión de las propuestas relacionadas a la liberalización de la información de la institución, esto es una buena práctica y da buenas señales al sector referentes a instituciones transparentes y a la participación en la toma de decisiones sectoriales; de igual forma, celebramos y apoyamos las propuestas relacionadas con el cumplimiento de los cronogramas y plazos regulatorios. Desde esta Asociación, creemos que la diversidad de

profesiones en el panel de expertos que conforma la CREG es valioso siempre y cuando los expertos que lleguen a este, sean personas idóneas, con experiencia y conocimientos certificados.

3.3.2. Vigilancia y control

Dentro del fortalecimiento a la operación de la Superintendencia de Servicios Públicos domiciliarios (SSPD), llama la atención el crecimiento de las facultades propuestas de imposición de multas ya que la experiencia reciente ha demostrado que eventuales fallas que se han dado a nivel de operación en el SIN obedecen a condiciones de mercado y de gestión de infraestructura; de esta forma, proponemos, que se revise, si el esquema de multas y sanciones responde a un mecanismo adecuado de penalizaciones y/o si se requiere una supervisión más profunda del mercado, para lo cual, es fundamental la competencia e idoneidad de las personas que conforman la Unidad de Monitoreo de Mercado (UMM).

A su vez, consideramos que el *"incremento del valor de las contribuciones hasta lograr que el Fondo Empresarial cuente con los recursos necesarios para la intervención del agente del mercado de mayor tamaño en caso de situación de riesgo de continuidad del negocio en marcha"* puede verse convertido en un incentivo perverso, en donde el agente encargado de la vigilancia y supervisión maneja recursos de agentes del mercado, lo que puede derivar en una situación de juez y parte, poniendo en desventaja a otros agentes del mercado. De hecho, consideramos que contar un Fondo Empresarial con tanta liquidez da un señal inadecuada para los agentes del mercado, en el contexto de mecanismos e incentivos, dado que, incluso el agente de mayor tamaño, tiene la garantía que el Estado va a garantizar la continuidad en la prestación del servicio, a través de un proceso de intervención.

3.3.3. Operador del Mercado

Frente a la propuesta de que el operador del sistema y administrador del mercado sea propiedad de los agentes del mercado en iguales proporciones, que la junta directiva no cuente con representación directa de las empresas y que sus miembros sean independientes, consideramos que es acorde a un esquema de operador independiente, lo cual vemos adecuado. Desde ANDEG consideramos que esta recomendación debe ser prioridad del Gobierno, a la luz

del eventual proceso de compra de ISA por parte de ECOPETROL, que se ha anunciado por parte del Gobierno Nacional

4. Otras propuestas de la Misión de Transformación Energética

4.1 Digitalización

Consideramos que la implementación eficiente y oportuna de la medición inteligente es fundamental para dar lugar a la transformación del sector en el *downstream* de la cadena de valor. En ese sentido, es importante definir a su vez las funciones y responsabilidades de los gestores de redes de transporte, los gestores de redes de distribución, las empresas de suministro, los clientes y otros posibles participantes en el mercado, más allá del acceso a la infraestructura.

Adicionalmente consideramos importante implementar esquemas en los que se asegure que los consumidores estén plenamente informados de sus posibilidades, los proveedores minoristas puedan ofrecer productos diferenciados y precios que varíen con el tiempo (tarifas horarias y binomiales), y donde se promueva la existencia de intermediarios capaces de agregar demanda desconectable tanto a nivel industrial como doméstico y de manera automatizada. Con lo anterior, lo que se esperaría entonces es una promoción de la competencia minorista, así como de estrategias para la gestión eficiente de la demanda.

4.2 Subsidios de solidaridad- FSSRI

Estamos de acuerdo en la necesidad de focalizar mejor el esquema de subsidios vigente, de tal manera que se desarrolle un modelo sencillo y sostenible en el tiempo. En ese sentido, consideramos conveniente añadir a las condiciones de elegibilidad de aplicación del subsidio el factor de la capacidad económica del receptor a través del SISBEN.

Así mismo, estamos de acuerdo con que es necesario reducir los trámites asociados a la transferencia de los recursos, que históricamente ha impactado en gran manera el flujo de caja de las empresas distribuidoras deficitarias, y que repercute a toda la cadena de energía eléctrica.

Finalmente, esta asociación complementará de ser necesario, los comentarios aquí contenidos y expuestos, en el marco de las etapas venideras de la construcción de la hoja de ruta de la Misión de Transformación energética.

Sin otro particular, nos es grato suscribirnos del señor ministro, el señor viceministro, la doctora Cadena y todos sus equipos de trabajo, con sentimientos de consideración y aprecio.

Cordialmente,

Alejandro Castañeda

ALEJANDRO CASTAÑEDA CUERVO
Director Ejecutivo

Anexo: Lo anunciado
c.c.

Dr. Christian Jaramillo Herrera, Director UPME
Dr. Angela Cadena, Consultor Misión de Transformación Energética
Dr. Alejandro Lucio, Consultor Misión de Transformación Energética
Expertos Comisionados CREG