

Bogotá D.C., Noviembre 16 de 2023

Doctor

Carlos Adrián Correa Flórez

Director General

Unidad de Planeación Minero-Energética-UPME

Ciudad

Asunto: Comentarios al Plan Indicativo de la Expansión de la Generación 2023-2037

Respetado Señor Director:

ANDEG y sus empresas afiliadas presentan a continuación comentarios al Plan Indicativo de Expansión en Generación 2023-2037, sometido a consulta desde el 1 de noviembre.

En primera medida, celebramos desde ANDEG la publicación de este documento, que muestra la perspectiva de la composición del parque de generación en Colombia en los próximos años, incluyendo, entre otros, lo relacionado con las metas de emisiones de GEI del país, en donde se observa que, incluso con el parque de generación actual considerando la entrada de nuevos proyectos de expansión realizados en el marco del esquema del Cargo por Confiabilidad, el aporte del sector eléctrico a las metas de reducción de emisiones es acorde a los objetivos del Gobierno Nacional al año 2030.

Sin embargo, vale la pena considerar que el análisis realizado con el parque de generación existente a enero 2023 y la expedición a comentarios hasta noviembre de 2023 muestra un desfase entre la capacidad de generación en operación del sistema actual vs el escenario inicialmente considerado. Así mismo, ya se cuenta con una nueva proyección de demanda expedida en Agosto de 2023, por lo que se recomienda que estos planes tan importantes para los cambios de la matriz de generación en los próximos años, sean expedidos con la información más actualizada posible y en tiempos cortos para que no pierda vigencia el ejercicio y análisis realizado.

1. Planeación energética integral

Consideramos importante que este plan se encuentre articulado con el Plan de Expansión de Referencia de Transmisión, así como el del Plan de Abastecimiento de Gas, para que en los diferentes escenarios y propuestas que se contemplen, se incluyan las obras de gran relevancia en materia energética (infraestructura de redes de energía eléctrica e hidrocarburos) para que los escenarios contemplados tengan una mejor aproximación a la realidad y se pueda tener una referencia más adecuada de cara al desarrollo del mercado eléctrico en los próximos años, con una alta inserción de fuentes renovables no convencionales,

lo que exigirá del sistema eléctrico nuevos estándares de planeamiento y operación de la red eléctrica, acorde a los nuevos servicios que requerirá el sistema bajo criterios de flexibilidad, confiabilidad y seguridad en la atención de la demanda de electricidad¹.

2. Nuevas tecnologías para la generación

Es importante resaltar que todas las tecnologías son importantes en el contexto de asegurar el suministro de energía eléctrica con criterios de calidad y confiabilidad, y que en el sistema eléctrico AC, cobra mayor importancia la generación con fuentes sincrónicas, esto es, utilizando generadoras térmicas para asegurar el respaldo ante la incorporación de fuentes intermitentes que se contemplan en el plan (solares y eólicas).

Por ello, es relevante que, en los análisis de incorporación de nuevas fuentes de generación, se incorporen los costos asociados a la adaptación tecnológica de las plantas térmicas, en el contexto de las metas de carbono neutralidad del país y de las estrategias de gestión de cambio climático al año 2050.

Para el caso del carbón térmico, se deben considerar alternativas para promover su uso de manera sostenible a través de tecnologías CCUS, mezcla del carbón con biomasa (co-firing) u otros energéticos, y planteando acciones relacionadas con la minería sostenible, bien sea para el carbón térmico, carbón metalúrgico o para los minerales requeridos para la transición energética.

Por otra parte, el hidrógeno puede ser utilizado en la generación de energía eléctrica con mezclas de gas natural, tal como señalan informes internacionales de costos nivelados de energía (Lazard, 2023)². Es adecuado revisar de forma integral las oportunidades de hidrógeno a partir de la oferta energética del país y que puede complementarse con la generación a carbón para la disminución de gases de efecto invernadero y contar con energía firme de respaldo ante, por ejemplo, situaciones de hidrología crítica y otras contingencias en el sistema.

Así mismo, es importante resaltar que, si bien se contemplan BESS como alternativa de soporte para la incorporación de fuentes solares, los costos presentados no asocian una variable importante para estos sistemas, como lo es el tiempo en el cual pueden entregar la energía en el sistema, esto, debido a que en el análisis realizado por NREL³ en 2023, se observa que entre más horas entregue el BESS, más costoso es su CAPEX (más de \$3000 USD/kW para la entrega de energía por 10 horas), lo cual no se evidencia en el Plan para los valores presentados; los sistemas BESS no solo deben dimensionarse en cuanto a su capacidad (en potencia) sino que también debe tener en el tiempo que pueden suministrar a la red esta potencia y el tiempo que requieren para almacenar esta energía del sistema.

¹ <https://www.nrel.gov/docs/fy16osti/63035.pdf>

² <https://www.lazard.com/research-insights/2023-levelized-cost-of-energyplus/>

³ Ver página: https://atb.nrel.gov/electricity/2023/utility-scale_battery_storage

Adicionalmente, la instalación de este tipo de tecnologías que suministren electricidad por más de 6 horas es más costoso que instalar una planta de gas natural ciclo combinado, teniendo en cuenta que estas tienen como beneficio generar de forma continua electricidad sin tomar energía de la red. Por otro lado, las baterías tienen factores de capacidad limitados (tiempos de carga y descarga), lo cual implica una menor vida útil de estos sistemas y no permiten que sean una solución en el largo plazo.⁴ Creemos que el Plan de Expansión debería considerar escenarios con nuevos desarrollos tecnológicos, acorde a las perspectivas de la transformación energética.

Finalmente, respecto a los modelos utilizados, observamos que al privilegiar el CAPEX de las tecnologías como ponderador principal para los escenarios de operación y expansión, se pasa por alto una infinidad de variables inherentes a la operación del sistema y más aún, cuando se incluye un modelo horario en donde no se tienen en cuenta todas las restricciones tecnológicas, ambientales y climáticas de las tecnologías. De esta forma, sería adecuado complementar los análisis de costos de forma integral para las diferentes tecnologías, de tal forma que haya una conexión entre los escenarios planteados y el desarrollo del mercado, para los diferentes horizontes de planeación.

3. Aseguramiento del abastecimiento de combustibles

Si bien en el Plan realizan el supuesto que no se tienen restricciones en el acceso a gas natural y carbón, la realidad es que sí se deben tener en cuenta estos energéticos para garantizar la generación de electricidad.

En ese sentido, consideramos que se evalúen escenarios de planeamiento en donde se considere la posibilidad de ampliación de la infraestructura de importación de gas en el Caribe colombiano a través de la planta de regasificación SPEC, que en la actualidad asegura el suministro de gas para respaldo de las obligaciones de energía firme de plantas térmicas, y que cuenta con una capacidad de regasificación de 400 MPCD, lo que podría aumentar, inicialmente, hasta 530 MPCD a partir del segundo semestre de 2026, en función de necesidades adicionales del mercado de gas natural, según lo planteado por el Operador de la infraestructura⁵.

En particular, el esquema regulado y definido por la CREG para el desarrollo de la infraestructura de SPEC, basado en los ahorros que el país obtiene al generar energía con gas y no con combustibles líquidos, por parte de plantas térmicas que representan cerca de 2100 MW, le ha permitido al país ahorrar más de 1.500 millones de dólares en la generación de energía desde el año 2016, lo que ha

⁴ C. Parthasarathy, H. Laaksonen and I. Alaperä, "Aging Characteristics Consideration in Adaptive Control Design of Grid-Scale Lithium-ion battery," 2022 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe), Novi Sad, Serbia, 2022, pp. 1-5, doi: 10.1109/ISGT-Europe54678.2022.9960671

⁵ <https://www.speclng.com/Documents/Documentos%20Servicios/Documentos%20Sondeo%20de%20Mercado/Comunicado%20-%20Proceso%20sondeo%20de%20mercado%20SPEC%20LNG.pdf?csf=1&e=9c8MWL>

contribuido a una matriz de generación más competitiva y limpia. Desde la perspectiva de ANDEG, el papel del gas natural para las plantas térmicas es fundamental en el marco de la eficiencia del mercado, dado el efecto que tienen éstas en la formación de precio en el contexto de competitividad, y como aporte a la energía firme con que cuenta el sistema para apalancar la entrada de nuevas tecnologías en la matriz de generación.

Adicionalmente, consideramos que el proyecto de infraestructura de importación de gas del Pacífico, que incluye la Planta de Regasificación y la construcción del gasoducto asociado Buenaventura-Yumbo, contribuiría al abastecimiento, confiabilidad y diversificación de las fuentes de suministro de gas en el país, haciendo necesario evaluar 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 de mediano plazo 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. Tal como ANDEG lo ha manifestado con anterioridad, las plantas térmicas a gas natural del interior del país podría ser parte del desarrollo del proyecto en condiciones de viabilidad financiera y acorde a los incentivos del esquema del Cargo por Confiabilidad.

4. Balance energético

En lo relacionado al balance energético, consideramos que realizar un balance energético, tomando una proyección de demanda que no corresponde a la última demanda publicada por la misma UPME, puede generar conclusiones imprecisas acerca de los requerimientos energéticos en el horizonte de planeación.

Adicionalmente, se consideran plantas de generación tanto de las subastas CLPE como las que cuentan con punto de conexión aprobado en relación con la oferta. Solicitamos que, para la realización de los balances de energía, se acoja la recomendación realizada por el CNO en comunicado remitido al Ministerio de Minas y Energía en donde se establece lo siguiente:

*"En este sentido, luego de analizar las diferencias entre los estudios del CND y la CREG, **el CNO recomienda no incluir dentro de este ejercicio (balance energético), recursos de generación que no tengan Obligaciones de Energía Firme.** Lo anterior considerando el riesgo que ello puede representar en el cubrimiento de la demanda, dada la inexistencia de compromisos reales de estos recursos para generar bajo condiciones críticas de hidrología, como lo establece el esquema del Cargo por Confiabilidad. Por lo anterior, **el Consejo considera que el ejercicio de balance debería limitarse solamente a la contabilidad de la ENFICC de los recursos de generación con Obligaciones para cada vigencia.**"*⁶ (Subrayado fuera del texto).

⁶ Tomado de: https://cnostatic.s3.amazonaws.com/cno-public/archivosAdjuntos/carta_mme_aspectos_operacion_17052023_final.pdf

5. Infraestructura de transmisión e intercambio entre áreas

En el Plan de Generación solo se hace mención explícita a 2 obras de transmisión en los análisis relacionadas con Colectora I y II, con lo que aparentemente, no se contempla toda la infraestructura de transmisión necesaria para el transporte de energía, y también se hace énfasis en que el proyecto de Colectora II aún no ha sido adoptado en ningún Plan de Expansión de Referencia en Transmisión a la fecha, ni se ha abierto convocatoria asociada.

Adicionalmente, vale la pena que en los análisis de expansión en la generación se tengan en cuenta los límites asociados a exportaciones e importaciones de las áreas del SIN, para que no se incurra en sobreoferta en algunas áreas por no poderse exportar toda la energía a otras áreas del SIN.

6. Consideraciones Finales

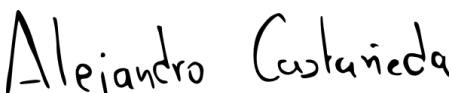
En varios escenarios públicos se ha presentado por parte de la UPME que a 2032 se espera la instalación de cerca de 15 GW solares y cerca de 3GWV eólicos, lo cual difiere con lo presentado en la capacidad a instalar en los diferentes escenarios del Plan (entre 6GW eólicos y 6.5GW solares).

Por ello, ante la alta inserción de fuentes intermitentes en el sistema en el escenario de 2032, se debe considerar la inserción de por lo menos 4GW térmicos para dar el respaldo y soporte para la estabilidad y confiabilidad del suministro de energía eléctrica, considerando las mejoras tecnológicas en la generación descritas anteriormente y considerando que los sistemas asociados a baterías presentan un alto CAPEX para las necesidades de entrega de energía eléctrica al sistema.

Finalmente, consideramos importante que la UPME podría considerar los resultados de la Subasta de Expansión del Cargo por Confiabilidad 2027-2028 a llevarse a cabo en el mes de Febrero de 2024, de tal forma de tener un panorama más claro acerca de la nueva capacidad y de las tecnologías que se van a incorporar al SIN y tener un balance energético que considere la nueva expansión de la capacidad de generación. Así mismo, en los análisis de balance de energía se deben considerar la autogeneración tanto a gran escala como a pequeña escala, ya que son recursos con los que se podría contar ante eventualidades en el sistema.

Sin otro particular, nos es grato suscribirnos del Señor Director con sentimientos de consideración y aprecio.

Cordialmente,


Alejandro Castañeda Cuervo
Director Ejecutivo