

ANDEG-034-2023

Bogotá, Marzo 8 de 2023

Doctor

CARLOS ADRIÁN CORREA FLÓREZ

Director General

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA- UPME

Ciudad

Asunto: Resultados de solicitudes de conexión- Resolución CREG 075 de 2021- Confiabilidad para el abastecimiento de la demanda de electricidad

Respetado Señor Director:

Desde ANDEG celebramos los resultados de las asignaciones de las solicitudes de conexión de proyectos de generación de energía eléctrica, en el marco de los procedimientos establecidos en la Resolución CREG 075 de 2021, con lo que se espera incorporar 7.493 MW al SIN, distribuidos entre 5.774 MW de energía solar, 1237.8 MW de energía eólica, 169 MW de energía hidroeléctrica y un proyecto de biomasa.

La UPME señala que los resultados tuvieron en cuenta los criterios técnicos de priorización de la asignación de capacidad de transporte, asociados al aumento de la confiabilidad, mejora de la flexibilidad eléctrica, reducción de emisiones, reducción de restricciones, reducción del precio de bolsa, menor impacto sobre pérdidas de energía, y estado del proceso de licenciamiento ambiental¹, cuyos lineamientos fueron determinados a partir de la Circular CREG 057 de 2022, con base en el modelo de optimización para asignación de capacidad de transporte propuesto por Usaene, Right Side y Gers².

Al respecto, tal como manifestamos en la comunicación ANDEG-027-2022, vemos que el modelo de optimización excluye el aporte a la confiabilidad de las plantas térmicas, dado que no se considera el aporte de energía firme de estas tecnologías a la transición energética justa, en el marco de la mayor certidumbre frente al abastecimiento de la demanda, lo cual, contribuiría a optimizar la capacidad y uso de la red, con lo que podrían mitigarse los riesgos de sobreinstalación de potencia y subutilización de la capacidad efectiva asignada. En este sentido, observamos que los análisis eléctricos y la ponderación de beneficios económicos utilizados por la UPME discriminan a las tecnologías

¹ https://www1.upme.gov.co/SalaPrensa/ComunicadosPrensa/Comunicado_02_2023_Solicitudes_Final.pdf

² https://www1.upme.gov.co/ServicioCiudadano/Documents/Conexiones/AN_C_1265_03_producto_informe_finalV2.pdf

térmicas en el contexto de la energía firme que requiere el sistema para asegurar "...los criterios de seguridad, calidad y confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional.." (Art. 4 Res MME 40311/20). De esta manera, el resultado de las asignaciones de las solicitudes de conexión presentado por la UPME excluye la participación de plantas térmicas, las cuales, tenían solicitudes de conexión por encima de los 1700 MW, de acuerdo a la información presentada por la Unidad en Diciembre de 2022.

En el contexto anterior, entenderíamos que el Gobierno Nacional prevé asegurar la expansión de la confiabilidad eléctrica en el SIN en el mediano plazo a partir de fuentes renovables de generación con carácter intermitente, lo cual, no es acorde a la experiencia internacional, dado que se ha observado que países líderes de la "transición energética" cuyos sistemas energéticos han permitido alta penetración de tecnologías no convencionales, recientemente, han optado por recurrir al respaldo y complemento proveniente de fuentes energéticas a partir de los combustibles fósiles, caso del carbón y gas natural, con miras a asegurar el abastecimiento de energía frente a los escenarios de confiabilidad energética.

Economías como China, por ejemplo, en donde se encuentra instalada más de la mitad de la capacidad de generación a carbón en mundial, ha evidenciado un crecimiento de la demanda eléctrica superior al 10%. Por su parte, India, el importador más grande de carbón del mundo, ha visto cifras de crecimiento de alrededor del 12%. De esta forma, según estimaciones de la Agencia internacional de la Energía (IEA) en regiones como EEUU y Europa, la generación térmica se proyecta a crecer en doble dígito, llegando a valores cercanos al 20% aun cuando en todos los escenarios se han realizado esfuerzos financieros y de política pública para la diversificación de las matrices energéticas especialmente a partir de tecnologías renovables³. Así por ejemplo, a partir del conflicto geopolítico entre Ucrania y Rusia, la Comisión Europea ha propuesto evaluar el papel de los combustibles fósiles en el contexto de la seguridad energética.

"...shifting away from Russian fossil fuels will also require targeted investments for security of supply in gas infrastructure and very limited changes to oil infrastructure alongside large-scale investments in the electricity grid and an EU-wide hydrogen backbone. In parallel, some of the existing coal capacities might also be used longer than initially expected, with a role for nuclear power and domestic gas resources too..."⁴

En línea con lo mencionado anteriormente, **el comportamiento actual del mercado energético global impone lecciones a considerar en las políticas de diversificación de los sistemas energéticos de los países en**

³ Coal power's Sharp rebound is taking it to a new record in 2021, IEA, <https://www.iea.org/news/coal-power-s-sharp-rebound-is-taking-it-to-a-new-record-in-2021-threatening-net-zero-goals>

⁴ https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:fc930f14-d7ae-11ec-a95f-01aa75ed71a1.0001.02/DOC_1&format=PDF

el contexto de la transición energética, y en tal sentido, los combustibles fósiles, son un jugador fundamental en la transición energética desde la perspectiva de asegurar la confiabilidad en el suministro de electricidad.

De otro lado, el resultado de la asignación del proceso de conexión publicado por la UPME tendría impactos sobre la expansión de la generación eléctrica en el marco del esquema del Cargo por Confiabilidad, dado que en el contexto de la subasta planteada por la CREG para asignación de las obligaciones de energía firme del Cargo por Confiabilidad para el período comprendido entre el 1 de diciembre de 2027 y el 30 de noviembre de 2028⁵, las plantas especiales o plantas nuevas deberán presentar al momento de la declaración de parámetros, un certificado del concepto de conexión aprobado por la UPME, donde conste que la planta o unidad de generación cuenta con conexión al SIN. Bajo este escenario planteado, Colombia no tendría expansión de nuevas plantas térmicas que permitan asegurar el respaldo y soporte para la integración de energía intermitente proveniente de fuentes renovables no convencionales, en el contexto de la energía firme que se requiere para asegurar el abastecimiento para la demanda de electricidad.

Al respecto, vemos adecuado que el Gobierno Nacional revise la experiencia del desarrollo de los proyectos renovables asignados en la subasta del Cargo por Confiabilidad de 2019, en el contexto del abastecimiento confiable que requiere la demanda en el SIN. Por ejemplo, los proyectos eólicos más grandes que están en construcción, caso de Alpha y Beta, con capacidad del orden de 500 MW, presentan retrasos, con incertidumbre en su entrada en operación, tal como sus desarrolladores lo han expuesto al Gobierno Nacional: *"durante el desarrollo de los Proyectos se han presentado distintas situaciones imprevistas, que escapan a nuestro control y que han implicado demoras y aumentos en los costos, afectando de manera importante el equilibrio económico de los contratos adjudicados en la subasta y la suficiencia financiera que es principio tarifario del servicio público domiciliario de energía eléctrica"*⁶.

Por su parte, los proyectos San Felipe, Cartago y Campano de la empresa fotovoltaica Trina Solar, con capacidad de generación del orden de 290 MW, presentan incumplimientos de sus obligaciones de entrega de energía en el mercado mayorista, dados los retrasos para su construcción y puesta en operación, por lo cual, el Operador de Mercado XM, activo el trámite de garantías y garantías extraordinarias⁷.

Y de otro lado, el retraso de proyectos de transmisión en la Alta Guajira, condicionan aún más la entrada de proyectos renovables al SIN, por ejemplo, el caso de la línea Colectora 500 kV y líneas asociadas (1050 MW), cuya Fecha

⁵ Resolución CREG 101034 A de 2022

⁶ <https://www.portafolio.co/economia/finanzas/energia-eolica-dos-proyectos-a-entregar-se-encuentran-en-lias-578952>

⁷ <https://www.portafolio.co/negocios/empresas/trina-solar-debera-pagar-garantias-de-tres-proyectos-en-el-pais-579308>

de Puesta en Operación estimada, posterior al año 2025, dadas las complejidades socio ambientales de la región, dificulta la precisión en la información sobre la energía firme con que cuenta el país a partir de recursos renovables, caso plantas eólicas.

En conclusión, a Diciembre de 2023, se preveía haber incorporado al SIN más de 2100 MW, en el marco de lineamientos de expansión llevados a cabo en el marco de la transición energética planteada por el Gobierno Nacional, y acorde a la información del Operador de Mercado, XM SA ESP, a enero 31 de 2023, se encuentran en operación 296 MW solares y ningún MW eólico adicional a los 19 MW de Jepirachi (EPM); esto es el 15% de la capacidad estimada de fuentes renovables no convencionales en el SIN a 2023. Por lo tanto, si después de 4 años se mantiene esta tasa de participación respecto a los proyectos renovables con asignaciones de solicitudes de conexión, para el año 2027 se incorporarían en el SIN cerca de 1200 MW, lo cual sería insuficiente para cubrir el déficit de energía firme estimado por la CREG en el Documento CREG 101030 A/22, entre 933 GWh/año y 3088 GWh/año, a partir del escenario base, y si se tiene en cuenta un escenario de demanda de potencia máxima para el año 2026 superior a los 13.000 MW (XM).

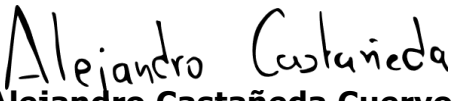
Incluso, para la convocatoria de la subasta por parte del Regulador, en el Documento Soporte se incluyen una serie de supuestos para la realización del balance energético, como por ejemplo, incluir la ENFICC de “..plantas de fuentes no convencionales de energía renovable, FNCER, que adquirieron OEF a través de la pasada subasta de cargo”, que como hemos manifestado, algunos de ellos presentan retrasos en su desarrollo constructivo, con la probabilidad incluso de no llevarse a cabo, con lo que las necesidades de energía firme serían mayores a las planteadas por la CREG. En los cálculos presentados por ANDEG al Regulador a través de la comunicación ANDEG-055-2022, planteamos que *“...el país requiere asegurar, a partir del año 2025, por encima de 8.000 GWh/año de energía firme con la incorporación de nueva oferta de energía en el SIN, lo que equivale a adicionar en el parque de generación del SIN entre 1500 y 2000 MW que contribuyan a la diversificación de la matriz de generación...”*

En el contexto anterior, respetuosamente solicitamos a la UPME que:

- 1) revise los criterios técnicos de priorización de la asignación de capacidad de transporte en el contexto de la confiabilidad que requiere el SIN en el marco del Artículo 4 de la Resolución MME 40311 de 2020, acorde a lo definido en el Artículo 4 de la Ley 143 de 1994; y que los resultados del modelo de optimización empleado por la UPME sean publicados de forma detallada, y,
- 2) se habilite un certificado de trámite de conexión para participación de plantas térmicas en el marco del proceso de la subasta de Cargo por Confiabilidad definida por la CREG a través de la Resolución CREG 101034A de 2022, acorde al aporte de energía firme de nuevos recursos térmicos que contribuyan a la expansión de la generación en el SIN, a fin de asegurar el abastecimiento de la demanda de electricidad.

Sin otro particular y resaltando el interés de esta Asociación en la construcción del marco regulatorio de los sectores de electricidad y gas natural en Colombia, nos es grato suscribirnos del Señor Director con sentimientos de consideración y aprecio.

Cordialmente,


Alejandro Castañeda Cuervo
Director Ejecutivo

c.c.:

Dra. Irene Vélez Torres, Ministra de Minas y Energía

Dr. José Fernando Prada, Director Ejecutivo de la Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG

Dra. Angela María Sarmiento, Asuntos Regulatorios, MME

Dr. Germán Castro Ferreira, Contralor Delegado Sector Minas y Energía