

ANDEG- 037- 2024

Bogotá D.C., Abril 1 de 2024

Doctor
Omar Andrés Camacho Morales
Ministro
Ministerio de Minas y Energía
Ciudad

Asunto: Comentarios sobre los proyectos de Resolución en relación con las medidas para el abastecimiento de la demanda debido a las condiciones energéticas del Verano 2023-2024 durante el Fenómeno de El Niño

Respetado Señor Ministro:

ANDEG y sus empresas afiliadas agradecemos la iniciativa con relación a la publicación de proyectos de Resolución con medidas orientadas a garantizar el abastecimiento de la demanda de energía y la atención de las exportaciones a Ecuador, en particular, coincidimos en la preocupación sobre la coyuntura de nivel de embalse y la evolución de nivel de aportes hídricos frente a la expectativa del Fenómeno de El Niño, con lo cual, consideramos apropiado que se adopten medidas que contribuyan a administrar los recursos energéticos para asegurar el abastecimiento de electricidad, en el contexto de la institucionalidad y las reglas del mercado eléctrico.

Desde ANDEG consideramos que medidas como la planteada en la Resolución en consulta deben establecerse de manera oportuna y previsible, ex ante a las situaciones atípicas del mercado eléctrico, como la ocurrencia del Fenómeno de El Niño, a fin de tomar medidas preventivas de parte de los agentes de la cadena. Así mismo, creemos que la situación presentada durante los últimos meses de degradación del embalse se vio forzada por las medidas propuestas en la Resolución CREG 701028 de 2023 que básicamente dio una señal equivocada a la generación hidráulica, en cuanto al mayor uso de recurso hídrico, vía señales de precio, con lo que a todas luces es fundamental el papel de la regulación económica frente a las señales del mercado.

A continuación, presentamos comentarios a las propuestas normativas.

1. Medidas transitorias para el abastecimiento de la Demanda

Desde ANDEG consideramos que la propuesta presentada es inoportuna dado que se plantea en la etapa final del Fenómeno de El Niño, y en particular, la medida sería inconveniente desde la perspectiva de intervención del mercado en la condición de actual de hidrología dado que desconoce el marco normativo vigente establecido en la Resolución CREG 026 de 2014 y Resolución CREG 155 de 2014- y normativas complementarias respecto al Estatuto Para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento.

1.1. El Estatuto Para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento

El diseño del Estatuto de Desabastecimiento prevé un esquema de prevención de situaciones que pongan en riesgo el abastecimiento de la demanda, además de lo previsto en el Cargo por Confiabilidad, en el contexto de administrar el recurso hidráulico a partir de la mayor generación térmica para mitigar la degradación del embalse durante eventos de hidrología crítica. Así las cosas, queremos destacar que en el contexto de la transición energética justa, gradual y segura, la generación con plantas térmicas es un activo valioso para coadyuvar a mitigar el riesgo de desabastecimiento eléctrico, dado que la generación síncrona brinda el soporte y respaldo para la confiabilidad del SIN, a través del uso de combustibles fósiles como el carbón, el gas natural y los combustibles líquidos. A partir de los datos de XM, se puede apreciar en el último año, la generación térmica pasó de aportar cerca de 25 GWh/día- abril/23 a alcanzar 107 GWh/día – marzo/24, lo que representa pasar de un aporte del 12% más del 45% de la generación requerida para contribuir a la preservación del nivel de embalse en el SIN.

Ahora bien, la Resolución en consulta desconoce los lineamientos del Estatuto en cuanto al rol del Consejo Nacional de Operación (CNO) para adelantar análisis energéticos para establecer la administración del recurso hidráulico, con lo cual, sugerimos que lo relacionado con la definición del “valor de referencia para la generación mínima diaria de plantas térmicas” se establezca entre el CND y el CNO, a fin de asegurar mayor precisión y previsibilidad respecto a la necesidad de generación de plantas térmicas en el SIN, en función de la evolución del nivel de embalse, tal como se realiza para el establecimiento de la Senda de Referencia.

Así mismo, al desconocer el criterio de CND para establecer el nivel de generación térmica en el marco de lo planteado en la propuesta normativa, se genera incertidumbre frente a la operación de las plantas térmicas frente: a 1) requerimientos de combustible en el contexto de las Obligaciones de Energía Firme, y 2) esquema de remuneración Resolución CREG 024 de 1995 vs Resolución CREG 034 de 2001.

Con respecto al Artículo 2 de la propuesta en consulta, desde ANDEG observamos que ya existen mecanismos para gestionar la disponibilidad de las plantas y su operación comercial, con las actuaciones de la SSPD si a ello hubiera lugar, por lo cual, consideramos que es inoportuna la inclusión de dicho Artículo, teniendo en cuenta adicionalmente que se cuenta con la Res. CREG 080 de 2019 que regula lo relacionado con el comportamiento de los agentes, así como la Resolución CREG 101018 de 2023 respecto a vigilancia de los precios de oferta.

1.2. Análisis de Impacto Regulatorio

Se debe revisar el impacto en el componente de Restricciones del CU con la medida propuesta, debido a que, dependiendo de la percepción de riesgo del agente hidráulico, el valor de esta componente puede oscilar entre los \$90/kWh y \$350/kWh, lo que equivaldría a un incremento promedio del CU entre 10% y

25%, penalizando a aquellos mercados donde los distribuidores-comercializadores hicieron las oportunas gestiones de contratación y cobertura para la atención de la demanda, previo a la llegada del Fenómeno de El Niño. Así las cosas, se deberá verificar cuantitativamente que los beneficios para los usuarios serían superiores a los costos de la implementación del esquema propuesto con la Resolución planteada.

En el contexto anterior, frente a medidas de intervención como las planteadas en el proyecto de Resolución, que no cuentan con un análisis de impacto regulatorio en donde se puedan prever las consecuencias desde el punto de vista de condiciones de mercado y a la demanda, y en donde se verifique si la medida efectivamente soluciona la problemática que se quiere resolver, la solicitud que realizamos es que se aplique el **Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento-ESRD definido en las Resoluciones CREG 026 de y 155 de 2014 y sus modificaciones, en el marco de reglas predecibles de señales de mercado para los agentes en condiciones de hidrología crítica.**

Creemos que el Estatuto establece variables como las sendas de referencia, que incluso si es el caso, el Regulador tiene la opción de revisarla, tal como lo establece el Parágrafo 3 del Artículo 5 de la Resolución CREG 026 de 2014, tal como se presenta a continuación:

"PARÁGRAFO 3. La CREG podrá actualizar la senda de referencia cuando, de acuerdo con la situación energética, lo considere apropiado, para lo cual podrá solicitar en cualquier momento al CNO y al CND que remitan sus propuestas actualizadas de senda de referencia." (Subrayado fuera del texto)

Finalmente, al implementar esta medida, no se afecta la condición de mercado, se garantizan las señales de remuneración para los recursos de generación en aras de preservar el embalse, que es el objetivo principal de la Resolución CREG 026 de 2014, en donde también se establecen las reglas claras de precio para los Agentes.

2. Medidas con respecto a las Exportaciones a Ecuador

Con respecto al proyecto de Resolución que aborda consideraciones para la exportación a Ecuador, consideramos que, se debe aplicar lo establecido en el Estatuto de Desabastecimiento con respecto a las disposiciones relacionadas. En todo caso, el Gobierno debe priorizar la atención de la demanda nacional, con lo cual observamos necesario que, si es el caso, en el contexto del Estatuto, se reduzca o se restrinja la exportación de energía a Ecuador, a fin de asegurar los recursos para la generación a los usuarios del SIN.

Finalmente, reiteramos que ya se cuenta con las herramientas regulatorias para afrontar la última etapa del Fenómeno de El Niño y el restablecimiento del embalse, por lo cual, solicitamos que se realicen las modificaciones necesarias para que se active el Estatuto para Situaciones de Riesgo de Desabastecimiento en la presente coyuntura, realizando el seguimiento a las variables del sistema (embalses, aportes hídricos, entre otras) y considerando otras alternativas

como la Respuesta a la demanda y la entrega de excedentes de generación por parte de autogeneradores y cogeneradores para tener una mayor oferta en la presente coyuntura, así como aquellas medidas que contribuyan a asegurar la generación eléctrica a partir del uso de energéticos de menor costo frente a los combustibles líquidos.

3. Medidas de corto plazo en el contexto de asegurar la atención de la demanda

De otro lado, desde inicios del año 2023, a través de las comunicaciones ANDEG 044, 074 y 076 de 2023, e incluso, en espacios directos con el Ministerio de Minas y Energía y con la CREG, ANDEG hizo propuestas al Gobierno respecto a la necesidad de tomar medidas de mercado que contribuyan a mitigar los riesgos del sistema para atención de la demanda máxima en el horizonte de mediano plazo.

Esto es, en primer lugar, expedir mecanismos de respuesta a la demanda a través de los incentivos económicos similares a los del programa “Apagar Paga” en el 2016, lo cual generó hasta el 5% de reducción de la demanda de energía, con lo cual se aseguró mayor flexibilidad a la oferta de generación en el SIN.

En segundo lugar, resaltamos que el Gobierno esté flexibilizando las condiciones para la entrega de excedentes de autogeneración y cogeneración, tal como está planteado en la propuesta normativa, dado que cualquier incremento de oferta adicional contribuirá al balance energético con adecuadas señales de precio en donde se reconozca la escasez de la electricidad durante la situación de hidrología crítica.

Por supuesto, es fundamental continuar con el seguimiento de las variables de hidrología del mercado, y en el caso de la generación térmica se requiere, viabilizar la logística de abastecimiento de combustibles para el carbón, combustibles líquidos, de tal forma que se asegure la gestión de combustible para la generación eléctrica y así pueda suplirse los compromisos de la térmica de obligaciones de energía en firme.

Finalmente, se debe revisar la disponibilidad de gas natural con el fin de viabilizar las condiciones comerciales de gas natural, tanto en suministro como transporte para plantas térmicas, con lo que se coadyuve a mitigar el incremento de precio de bolsa. Al respecto, es adecuado priorizar el abastecimiento de la demanda nacional de electricidad desde el punto de vista del Costo de Racionamiento, desde la perspectiva de análisis beneficio/costo, con lo cual, el Gobierno debe realizar un balance entre confiabilidad, seguridad y competitividad entre los energéticos, teniendo en cuenta la capacidad de sustitución, por ejemplo, en el caso del gas natural para el sector industrial¹.

¹ El costo de la electricidad no suministrada es mayor para los usuarios de energía eléctrica (\$1906.68/kWh) en comparación con el costo de racionamiento para los usuarios de gas natural¹ (\$5066/m³ que equivalen a \$485.82/kWh) Upme, 2024.

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

Cordialmente,

Alejandro Castañeda

Alejandro Castañeda Cuervo

Director Ejecutivo

Copia:

Dr. Javier Campillo, Viceministro de Energía, Ministro de Minas y Energía

Dr. Omar Fredy Prías, Director Ejecutivo, Comisión de Regulación de Energía y Gas-CREG

Dr. Juan Carlos Bedoya, Jefe de la Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales

Dr. Adrián Correa, Director General, Unidad de Planeación Minero Energética-UPME

Dr. Carlos Mario Zuluaga, Contralor General de la República-CGR (E)

Dr. German Castro Ferreira, Contralor Delegado sector Minas y Energía, CGR

Dr. Margarita Cabello Blanco, Procuradora General de la Nación