

Bogotá, abril 13 de 2023

Doctora
Irene Vélez Torres
Ministra
Ministerio de Minas y Energía
Ciudad

Asunto: Comentarios sobre el proyecto de Decreto que plantea políticas y lineamientos para la eficiencia y competitividad del servicio público de energía eléctrica

Respetada Doctora:

ANDEG y sus empresas afiliadas presentamos comentarios a la propuesta normativa sometida a consulta por parte del Ministerio el día 25 de marzo, en relación con la modificación del Decreto único reglamentario del sector de minas y energía (1073 de 2015) respecto a establecimiento de políticas y lineamientos para promover la eficiencia y la competitividad del servicio público domiciliario de energía eléctrica.

Desde ANDEG queremos resaltar el compromiso del Ministerio de Minas y Energía, en el contexto de contribuir con la Segunda Fase del Pacto por la Justicia Tarifaria, a fin de procurar que el costo unitario de prestación del servicio de energía eléctrica (CU) sea acorde a los criterios de eficiencia económica y suficiencia financiera del régimen tarifario de la Ley 142 de 1994, en el marco de la política pública de transición energética en Colombia, y en el contexto de la construcción del Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026: "Colombia, potencia mundial de la vida".

En el contexto anterior, luego de los análisis realizados a la propuesta normativa contenida en el texto del Decreto, en donde se abordan temas asociados para toda la cadena de prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica, resaltamos que el Ministerio prevea que los lineamientos y planteamientos presentados sean desarrollados en el contexto del esquema institucional definido en las Leyes 142 y 143 de 1994, esto es, que sea la CREG, a partir de la agenda regulatoria, la entidad que evalúe, desarrolle e implemente las directrices de política energética que se derivarían del Decreto, lo cual, consideramos que debe ser consistente con los lineamientos de la OCDE en materia de análisis e impacto normativo en la etapa temprana de emisión de las normas, "como herramienta dirigida a fortalecer la confianza, efectividad y transparencia de la normatividad, en el mediano y largo plazo), tal como lo señala el Documento CONPES 3816 de 2014.

Resaltamos lo anterior, dado que la memoria justificativa del texto borrador del Decreto no profundiza en el análisis de impacto regulatorio de las propuestas planteadas, con lo cual, es adecuado que el Ministerio de Minas y Energía de alcance a la propuesta normativa a partir de un análisis técnico de *"...los resultados deseados como los impactos probables positivos y negativos que se generan por la propuesta..."* (Decreto 1595 de 2015).

De esta manera, consideramos adecuado que el Ministerio de Minas y Energía profundice y precise el alcance del borrador de Decreto en cuanto a propuestas asociadas a establecer modificaciones en el esquema de operación del mercado mayorista de energía, en lo relacionado con la formación de precios (Sección 7) así como con la valoración de los recursos de generación eléctrica.

En todo caso, consideramos que los lineamientos definidos en la propuesta de Decreto son una oportunidad para avanzar en el desarrollo de la agenda regulatoria por parte de la CREG en lo relacionado con la reglamentación del mercado de corto plazo y de los servicios complementarios, a partir de lo definido en la Resolución CREG 143 de 2021, en el contexto de lo planteado por ANDEG sobre que la reglamentación del mercado de corto plazo contribuirá al desarrollo de un mercado completo, esto es, caracterizado por un mercado spot (mercado day-ahead y tiempo real en funcionamiento), que valore las restricciones del sistema de transmisión (para asegurar la inversión oportuna en activos de generación y transmisión localizada), y por su parte, la regulación económica de los servicios complementarios permitirá asegurar la flexibilidad que se requiere para la gestión del sistema en un entorno de integración de nuevos modelos de negocio a la red eléctrica, y en especial, de recursos de generación de carácter intermitente, acorde a los objetivos de la transición energética de Colombia.

De otro lado, insistimos sobre la importancia de asegurar mayores niveles de contratación por parte de los comercializadores que atienden usuarios regulados, de tal forma que la demanda esté protegida por parte de su comercializador frente a variaciones significativas del precio del mercado. Lo anterior, cobra relevancia frente un escenario de Fenómeno de "El Niño" como el que se ha planteado por las Agencias Internacionales para el segundo semestre de 2023¹ (ver Figura 2. Probabilidad ENSO-NOAA Fenómeno del El Niño.

Fuente: NOAA

¹ https://www.cpc.ncep.noaa.gov/products/analysis_monitoring/enso_advisory/ensodisc.shtml

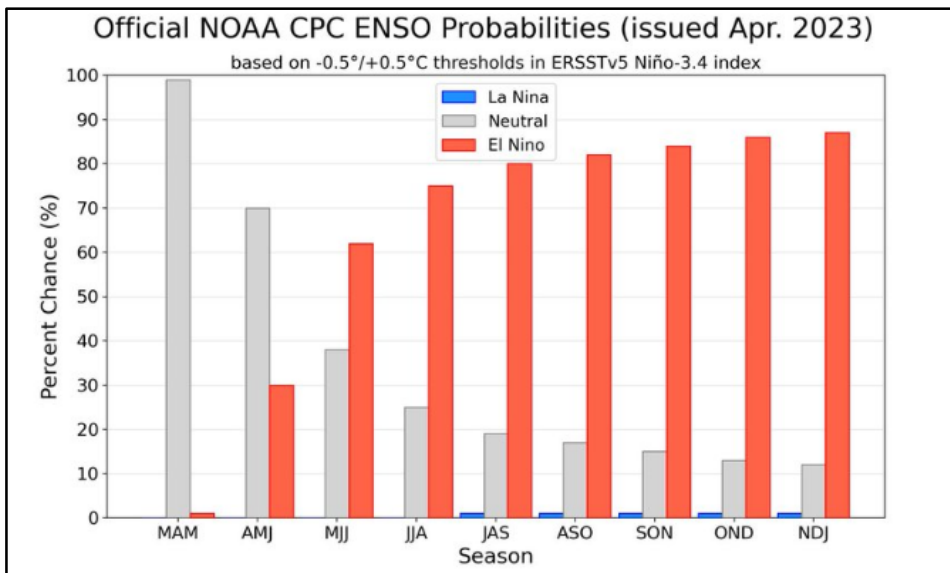


Figura 2 del

Anexo), y de esta forma, se mitiguen los riesgos para los usuarios en las tarifas de energía por variaciones en los precios de bolsa; lo anterior, en el marco del pacto por la justicia tarifaria, frente a lo cual, es adecuado que la Comisión revise la posibilidad de implementar opciones tarifarias que aseguren estabilidad en las tarifas de los usuarios finales durante el periodo de hidrología crítica.

Finalmente, solicitamos que el Ministerio realice un taller con los agentes y la comunidad en general, de tal forma que la propuesta regulatoria sea presentada por parte del Ministerio de Minas y Energía, y pueda ser retroalimentada por el público, en el contexto de la construcción del marco regulatorio del sector eléctrico en el contexto de una transición energética segura, gradual y confiable.

En el Anexo A esta comunicación se encuentran los comentarios ampliados de nuestra Asociación frente a la propuesta de política energética planteada en la propuesta de Decreto.

Sin otro particular y resaltando el interés de esta Asociación en una construcción colectiva del mercado eléctrico en Colombia, nos es grato suscribirnos de la Señora Ministra con sentimientos de consideración y aprecio.

Cordialmente,

Alejandro Castañeda
Alejandro Castañeda Cuervo
Director Ejecutivo

C.C.

Dr. José Fernando Prada, Director Ejecutivo CREG

Dr. Cristian Díaz Durán, Viceministro de Energía (E)

Dra. Angela María Sarmiento, Jefe de la Oficina de Asuntos Regulatorios y Energías No Convencionales

ANEXO
COMENTARIOS DE ANDEG AL BORRADOR DE DECRETO SOBRE
“POLÍTICAS Y LINEAMIENTOS PARA PROMOVER LA EFICIENCIA Y LA
COMPETITIVIDAD DEL SERVICIO PÚBLICO DOMICILIARIO DE
ENERGÍA ELÉCTRICA”

1. Formación de precios en el mercado de energía mayorista

En primer lugar, desde ANDEG y sus empresas afiliadas, solicitamos que el Ministerio profundice y precise el alcance del borrador de Decreto respecto a las propuesta asociadas a establecer una esquema regulatorio que haga una valoración de los recursos de generación (Sección 7), en el sentido de si la autoridad energética prevé modificar el esquema de formación de precios en el mercado mayorista definido en el contexto de la Ley 143 de 1994, en contravía del principio de “promover y preservar la competencia (Artículo 23)”, lo que consideramos que a la fecha, es justamente lo que ha permitido la expansión en el sector eléctrico con criterios de eficiencia y sostenibilidad, favorecido la participación de diferentes agentes públicos, privados y mixtos, tanto nacionales y extranjeros, bajo una institucionalidad definida.

Al respecto, es importante destacar que como resultado de las reformas implementadas a partir de las Leyes 142 y 143 de 1994, se precisaron los roles institucionales de la regulación, el control y la vigilancia; y definieron esquemas de operación del sistema eléctrico, que han asegurado:

- Más de 18700 MW de capacidad instalada en el SIN en el contexto de una oferta de generación confiable y diversificada, con un aporte del 66% de recurso hidroeléctrico
- Energía Firme para asegurar el cubrimiento de la demanda
- Parámetros de operación de los recursos hidráulicos en el contexto de gestión de riesgos:
 - Límite Confiabilidad Energía – VERE 1.5%
 - Hidrología crítica al 95% PSS
- Incentivos para mejorar la disponibilidad. Térmicas: 85%
- La demanda térmica ha cubierto la demanda hasta en el 55% para periodos de baja hidrología

Con lo anterior, si la preocupación del Ministerio está asociada a las condiciones de mercado en situaciones de escasez del recurso hídrico, tal como se presenta en la memoria justificativa del Proyecto de Decreto, consideramos que en el marco de la regulación económica, se han construido herramientas como el “Estatuto para situaciones de riesgo de desabastecimiento- ESRD”- Res. CREG 026 de 2014)-, con el que las autoridades de política energética y regulación prevén de un esquema de seguimiento de índices basados en variables energéticas y de mercado, a partir de los que se activan mecanismos de gestión del recurso hídrico, de tal manera de asegurar la sostenibilidad de la confiabilidad del sistema.

Si el Ministerio de Minas y Energía observa que el mecanismo planteado en el Estatuto no ha cumplido el objetivo de brindar señales para la adecuada gestión de los recursos de generación, consideramos acertado que la CREG revise el esquema de administración de situaciones de riesgo en el marco del ESRD, de tal manera que haya una valoración adecuada del recurso hídrico para sostener niveles adecuados de embalsamiento, con lo que se induzca a una formación de precios que asegure la atención confiable, segura y económica para la demanda.

De otro lado, creemos que, dada la alta participación de oferta hídrica en el mercado eléctrico, lo que conlleva a que *“en situaciones de escasez exista una alta probabilidad de que algunos agentes ganen u incrementen significativamente su poder de mercado (Wolak, 2009),* el Regulador también puede avanzar en medidas para la mitigación de posibles posiciones de poder de mercado. Al respecto, tal como expusimos en el Despacho de la Señora Ministra el pasado 22 de febrero, la propuesta normativa contenida en la Resolución CREG 701025 de 2022 sobre mitigación de los precios de oferta en

bolsa, va en la dirección adecuada, en la medida en que le permite al agente exponer a la autoridad las razones por las que se presentan cambios significativos en las ofertas de precio en el mercado eléctrico en el corto plazo.

En este sentido, la reglamentación de la Resolución señalada por parte de la CREG, contribuiría en el propósito de asegurar:

- 1) Ofertas de precio en el mercado que reflejen la adecuada gestión de los recursos de generación en condiciones de escasez, particularmente, en un mercado eléctrico con mayor participación hídrica
- 2) Seguimiento y monitoreo de poder de mercado en las ofertas de precio, frente a lo que la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) puede acceder a la información de los agentes participantes del mercado.

Por lo anterior, bajo este esquema planteado, podría revisarse por parte del Ministerio la oportunidad de los artículos 2.2.3.2.7.1 y 2.2.3.2.7.1 de la propuesta normativa y/o complementarse en el contexto de promover y preservar la competencia en el mercado eléctrico, en el marco del desarrollo regulatorio por parte de la CREG.

2.1 Sobre los lineamientos para la valoración del recurso térmico

Para el caso de plantas térmicas, el Ministerio de Minas y Energía plantea criterios orientados a “buscar una correcta asignación y utilización de dichos recursos y del uso de combustible”.

2.1.1 Contratos de combustible y ofertas de precio de los agentes térmicos

Con respecto a la priorización en el uso de los contratos de combustible según el orden de costo para los costos variables de las ofertas de precio en bolsa, resaltamos que la Resolución CREG 034 de 2001 (modificada por la Resolución CREG 044 de 2020) es utilizada para establecer precios de referencia para la gestión de restricciones en el SIN, con lo cual, el esquema regulatorio actual cuenta con instrumentos para verificar el esquema de contratación de las plantas térmicas, dado que los contratos de estos agentes deben ser presentados a las autoridades de vigilancia, control y monitoreo. En adición, la regulación económica establece requerimientos y auditorías de plantas térmicas en el marco del esquema del Cargo por Confiabilidad en cuanto a verificación de ENFICC.

En este sentido, no es claro del borrador del Decreto si el Ministerio prevé que la regulación establezca un esquema de despacho eléctrico, a través del cual, las ofertas de precio de los agentes térmicos consideren solamente los costos de los contratos de combustible, o si el Operador de Mercado realizaría el despacho eléctrico a partir de la información de los contratos de combustible de los agentes térmicos.

Desde ANDEG observamos que la memoria justificativa debe ampliar el alcance de este planteamiento, y en todo caso, consideramos que propuestas regulatorias que incluyen aspectos de los contratos de los agentes térmicos con los proveedores de combustible en relación con el esquema de mercado eléctrico en Colombia que se fundamenta en "...un sistema de precios y tarifas determinado por el libre juego del mercado..."², deben abordarse en el marco del derecho privado de los contratos (Código Civil y Código de Comercio) siempre que no se opongan a las normas de las Leyes 142 y 143 de 1994, y en el contexto de la libertad económica, la igualdad y la libre competencia (Artículo 333 C.P.).

De hecho, observamos que, dada la estructura de costos variables de las plantas térmicas, explicada fundamentalmente por los costos de los combustibles, los precios de oferta de los recursos de generación térmica: 1) reflejan la evolución de los costos de los energéticos, y 2) aseguran estabilidad en las señales de precio por parte de estas tecnologías, como se muestra en la Figura 1.

Se debe tener en cuenta que a raíz del conflicto geopolítico entre Rusia y Ucrania se generó un aumento considerable de los precios internacionales de energéticos, lo que impactó los precios de los bienes y servicios a nivel internacional (i.e. inflación), coyuntura que genera impactos estructurales sobre los precios energéticos a nivel global, como es el caso del carbón térmico, cuyos valores, durante el año anterior, llegaron a alcanzar máximos históricos, por encima de los 400 US\$/ton, lo que representa una afectación en los contratos futuros de energía; y por supuesto, Colombia no es ajena a esta crisis energética internacional, particularmente en lo que respecta al mercado de energía, dado que se evidenciaron impactos en dos frentes: mayores precios de GNL para generación térmica a partir del gas natural de importación, y mayores costos de carbón térmico para las plantas de generación del país.

Observamos que para el caso colombiano es fundamental considerar la evolución de los precios de los energéticos a nivel global dado el impacto en el mercado local, y particularmente, en el contexto de la operación del mercado eléctrico, en donde especialmente el carbón es un referente para la formación de precios en el mercado de energía.

² <https://www.corteconstitucional.gov.co/relatoria/2014/C-587-14.htm>

Así por ejemplo, se debe tener en cuenta que el precio de liquidación de regalías de carbón térmico para consumo interno a inicios de 2020 era de 143.000 \$/ton³; y para Marzo de 2023, este valor aumentó a 436.000 \$/ton; lo anterior, se refleja en la evolución de las ofertas de precio de plantas térmicas que utilizan carbón como combustible principal.

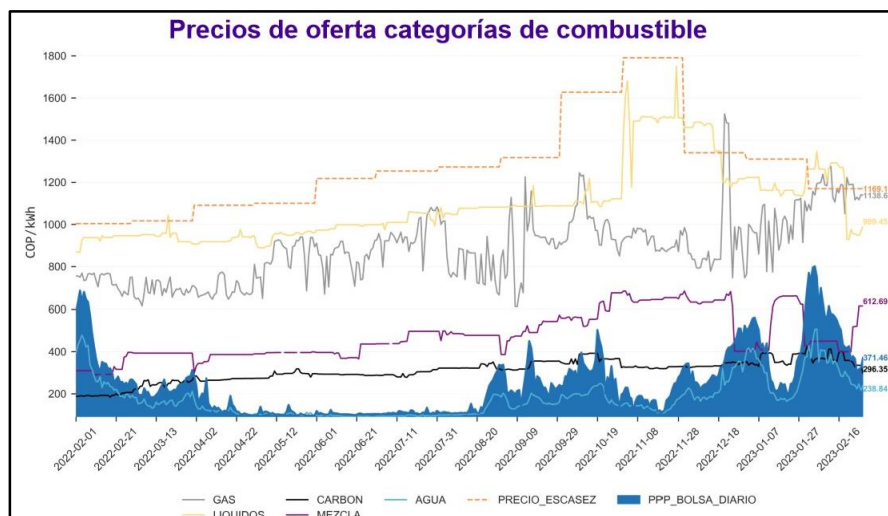


Figura 1. Precios de oferta categorías de combustible a Febrero 2023. Fuente: XM

2.1.2 Costos de arranque y parada

El Ministerio plantea que debe darse un "Reconocimiento de los costos de arranque y parada cuando efectivamente se incurran en éstos durante la operación real. En consecuencia, dichos costos no se considerarán en la formación del precio de bolsa del despacho ideal"

Desde ANDEG consideramos que el planteamiento de revisar el costo de arranque y parada es una oportunidad para avanzar, en el contexto del desarrollo regulatorio, y particularmente de la Agenda Regulatoria de la CREG en lo correspondiente a la Resolución CREG 143 de 2021, desde la perspectiva de la reglamentación del mercado de corto plazo y de los servicios complementarios, y en especial, a partir de la experiencia de la implementación de la Resolución CREG 101028 de 2022, en donde se incluyen configuraciones de plantas térmicas de ciclo combinado en el despacho eléctrico. En todo caso, es fundamental que el esquema regulatorio asegure remuneración de los servicios de los servicios prestados por las plantas térmicas, incluyendo los

³ https://www1.upme.gov.co/Normatividad/101_2020.pdf

costos de arranque y parada, en el contexto de la suficiencia financiera y la eficiencia económica que trata la Ley 142 de 1994.

Creemos que una vez llevada a cabo la transición planteada en el Artículo 6 de la Resolución CREG 101028, el Regulador debe avanzar en evaluar esquemas de multiplicidad de ofertas para el caso de las plantas térmicas, acorde a la modernización del mercado eléctrico en el contexto de la transición energética, con adecuada remuneración de los costos de arranque y parada, tal como ANDEG planteó en los comentarios a la Resolución CREG 034 de 2019 en donde señalamos la importancia de prever un esquema de optimización del despacho a través de precios de oferta que aseguren el adecuado modelamiento de las plantas térmicas en la programación en tiempo real, incluyendo desde la remuneración de los costos de transición entre configuraciones hasta la oportunidad de realizar múltiples ofertas, y considerando los pagos complementarios por arranque y parada de las plantas de generación (Comunicación ANDEG-048-2019).

En los comentarios a la Resolución CREG 143 de 2021, planteamos que si el mercado busca promover la flexibilidad en el nuevo diseño de mercado es necesario tener formatos de oferta que justamente satisfagan dicho propósito. La experiencia internacional resalta que los modelos de optimización del despacho deben ajustarse a las características técnicas de las plantas, de manera tal que se explote eficientemente el rango de atributos que tienen y remunerar a estas por sus condiciones⁴:

Por lo anterior se recomienda:

- a. *Formatos de oferta que incluya al menos 10 segmentos de pares precio-cantidad para cada hora en el mercado del día antes.*
- b. *De la experiencia del CAISO, es evidente que hay limitaciones computacionales para incorporar más de 10 configuraciones en el modelo de optimización del despacho. Por lo anterior, es importante que la CREG en el proceso de modernización del mercado, y a partir de la experiencia práctica, defina un modelamiento de las plantas con múltiples modos de operación (como las plantas de ciclo combinado) que permita aprovechar y remunerar la flexibilidad inherente que tienen con dos alternativas:*
 - i. *Analizar la adopción del modelo de pseudo-planta adoptado por CAISO, incorporando ofertas diarias por configuraciones que incluyan*
 - *Curva de precios de 10 segmentos de pares precio-cantidad*
 - *Costo de arranque y parada por configuración*
 - *Matriz de costos de transición entre configuraciones*
 - ii. *O, la adopción de un esquema de ofertas complejas como el existente en EPEX Spot.*

⁴ <https://www.andeg.org/wp-content/uploads/2023/02/012-143-de-2021.pdf?0f7c2b&0f7c2b>

En el contexto anterior, solicitamos la articulación de las propuestas presentadas por el Ministerio con la regulación existente (Resolución CREG 051 de 2009, Resolución CREG 044 de 2020, etc.) con los respectivos análisis de beneficio/costo y, de esta manera, se prevea la adecuada remuneración de estos costos, esenciales para la correcta remuneración de la operación de las plantas térmicas, y dado el rol de éstas tecnologías que aportan respaldo y energía firme al SIN, en el marco de la flexibilidad que requiere la red eléctrica para incorporar las fuentes renovables no convencionales en el marco de la transición energética.

2. Compras de energía para el mercado regulado

Exaltamos que se haya acogido la propuesta de ANDEG en el marco de mitigar la exposición a la alta volatilidad en el precio de bolsa de energía a los usuarios regulados, mediante el aumento de la contratación de energía eléctrica por parte de los agentes comercializadores y que los cambios a implementar para lograr este objetivo se realicen lo más pronto posible.

Sin embargo, en el marco de lo planteado en el texto propuesto por el Ministerio, observamos que, se incluyen 3 aspectos que consideramos deben revisarse y también que se consideren los análisis beneficio/costo de las propuestas:

- 1)** Consideramos adecuado precisar que el término “energía firme” planteado en el literal a del artículo 2.2.3.2.5.3 corresponde al “aporte incremental de las plantas de generación de una empresa al sistema interconectado, el cual se efectúa con una confiabilidad de 95% y se calcula con base en una metodología aprobada por la Comisión y en los modelos de planeamiento operativo utilizados en el sistema interconectado nacional”- Resolución CREG 53 de 1994-, en lo que se refiere a la energía entregada por un agente, en condiciones de baja hidrología, lo cual, es la columna vertebral del esquema del Cargo por Confiabilidad- Res. CREG 071 de 2006. De ninguna manera, consideramos, que la regulación debe inducir a comprometer la confiabilidad del sistema eléctrico a través de la venta de energía firme en el mercado de contratos. Sugerimos que haya una articulación normativa en el sentido de “promover la participación de agentes del mercado con **energía disponible para contratación**”
- 2)** Como se expuso anteriormente, consideramos que la propuesta concerniente a: *“Incorporar reglas para que los precios de oferta en estas convocatorias obedezcan al criterio de eficiencia económica y consideren el comportamiento histórico de los precios de los contratos suscritos y liquidados para el mercado regulado”* puede afectar las convocatorias para contratación de energía con precios eficientes y competitivos, en cuanto a que establecer la regla de comportamientos históricos puede ir

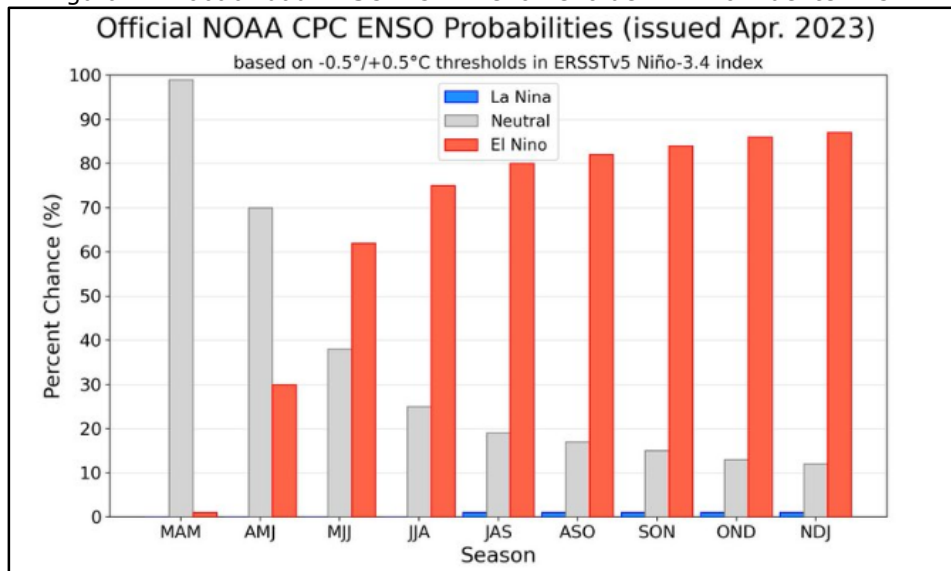
en contra de coyunturas que se presenten de manera imprevista y que puedan afectar los precios, incluso, porque como se comentó, las condiciones actuales de contratación de combustibles, en el caso de plantas térmicas, dista de la situación de mercado de energéticos de años anteriores.

- 3) La propuesta relacionada a que los agentes con más del 10% de su demanda regulada expuesta a bolsa deben abrir convocatoria pública podría revisarse, a fin de no promover una escasez artificial de energía, pues en general, el portafolio de contratación de los comercializadores que atienden mercado regulado prevé un espacio de gestión de riesgo a través de las transacciones en bolsa. Consideramos que a partir de los informes de contratación de los comercializadores que tiene la Superintendencia, se establezca un parámetro de contratación promedio con el que se defina un proceso de convocatoria para aquellos comercializadores con mayor nivel de exposición a los precios de la bolsa. Creemos que, adicionalmente, a fin de lograr mayores niveles de cobertura en la contratación, el Regulador podría considerar, en el corto plazo, la operación de convocatorias públicas en el contexto de los mecanismos de contratación de la Resolución CREG 114 de 2018.

3. Sobre las políticas para la disminución de los costos de transacción de las coberturas en el mercado mayorista

De otro lado, con respecto a las políticas de disminución de los costos de las garantías y la revisión de las reglas para limitación de suministro que trata el Artículo 2.2.3.2.7.1, vemos inconveniente su aplicación en la presente coyuntura, teniendo en cuenta que las agencias internacionales climáticas (NOAA-Estados Unidos y BOM-Australia) tienen previsto que para el segundo semestre del presente año ocurriría el Fenómeno de “El Niño” (Figura 2), por lo cual, la flexibilización de las condiciones anteriores puede llevar a un riesgo sistémico, teniendo en cuenta que los agentes térmicos tienen obligaciones con proveedores de combustibles y de equipos, mantenimiento y operación, y con el sector financiero con el que se tienen obligaciones de pago de deuda, y restricciones de flujo de caja, que afectan el acceso a recursos para la gestión del capital de trabajo de los generadores, en especial, cuando se deben cumplir con las Obligaciones de Energía en Firme en el contexto del esquema del Cargo por Confiabilidad.

Figura 2. Probabilidad ENSO-NOAA Fenómeno del El Niño. Fuente: NOAA



En todo caso, vemos adecuado que el Regulador incluya lo asociado a coberturas en el mercado eléctrico en el contexto de la agenda regulatoria de largo plazo.