

ANDEG- 009- 2024

Bogotá D.C., Enero 24 de 2024

Doctor

María Paula Arenas Quijano

Superintendente (E)

Superintendencia de Industria y Comercio -SIC

Ciudad

Asunto: Remisión de Derecho de Petición sobre análisis de abogacía de la competencia en el marco de la Res. CREG 701028 de 2023

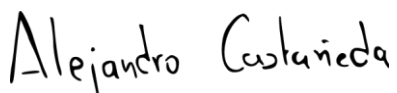
Respetada Doctora Arenas:

ANDEG y sus empresas afiliadas ponemos en conocimiento a la Superintendencia de Industria y Comercio-SIC sobre la Resolución CREG 701028 de 2023, la cual trata sobre la intervención del mercado de energía. Desde ANDEG hemos presentado comentarios entorno a la inconveniencia de la propuesta dado que: 1. Distorsiona la señal de precios del mercado, 2. Afecta la señal de inversión ad portas de la celebración de la subasta de expansión del cargo por confiabilidad y 3. No incluye un amplio análisis de impacto sobre todos los agentes, en especial, en las repercusiones de la propuesta en la tarifa al usuario final.

En este sentido, hemos enviado un derecho de petición a la CREG, el cual adjuntamos a la presente comunicación, solicitándole se informe sobre la revisión de análisis de competencia por parte de la SIC. Adicionalmente, compartimos un Documento de Trabajo realizado por ANDEG sobre análisis de abogacía de la competencia que incorpora una revisión de la propuesta normativa contenida en la Res. CREG 701028 de 2023 por parte del Gremio desde la óptica del derecho a la competencia y el efecto del planteamiento del Regulador sobre la formación de precios en el mercado eléctrico colombiano.

Quedamos atentos a su respuesta y quisiéramos solicitar una cita para exponerles el alcance de la visión de ANDEG en relación con esta propuesta normativa desde la óptica del derecho a la competencia.

Cordialmente,

**Alejandro Castañeda Cuervo**

Director Ejecutivo

Anexo:

1. Derecho de petición enviado a la CREG
2. Documento de trabajo ANDEG – Abogacía de la competencia

Copia:

Dr. Omar Andrés Camacho Morales, Ministro de Minas y Energía

Dr. Omar Fredy Prías, Director Ejecutivo- CREG
Dr. Dagoberto Quiroga, Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios
Dr. Carlos Mario Zuluaga, Contralor General de la República
Dr. Margarita Cabello Blanco, Procuradora General de la Nación

ANDEG-006-2024

Bogotá D.C., Enero 17 de 2024

Doctor

Omar Fredy Prías Caicedo

Director Ejecutivo

Comisión de Regulación de Energía y Gas-CREG

Ciudad

Asunto:***Derecho de Petición******Abogacía de la competencia******Resolución CREG 701 028 de 2023 - precio de bolsa***

Respetado doctor Prías:

ALEJANDRO CASTAÑEDA CUERVO, en mi condición de Director Ejecutivo y Representante Legal de la Asociación Nacional de Empresas Generadoras – ANDEG, haciendo uso del derecho fundamental consagrado en el artículo 23 de la Constitución Política, desarrollado en la Ley 1755 de 2015, de la manera más atenta, me dirijo a ustedes con el fin de solicitar que se responda las siguientes preguntas.

I. Antecedentes

1. La CREG somete a comentarios la Resolución CREG 701 028 de 2023. La propuesta ni su correspondiente documento soporte prevén o informan la necesidad de agotar el procedimiento de abogacía de la competencia.
2. En las reuniones que se han sostenido para conocer el alcance de la propuesta no hemos tenido información acerca del análisis que la CREG debió hacer para definir si la norma debe agotar el procedimiento de Abogacía de Competencia que sigue la SIC.
3. En el Decreto 2897 de 2010, compilado por el Decreto Único Reglamentario 1074 de 2015, al reglamentar la «abogacía de la competencia», se dispuso que las autoridades que deben informar a la SIC sobre los proyectos de regulación que se relacionen con efectos en la competencia. Según el Artículo 3 del mencionado decreto, un acto tiene incidencia sobre la libre competencia, con independencia de su objetivo constitucional o legal, cuando (i) tenga por objeto o pueda tener como

Asociación Nacional de Empresas Generadoras - ANDEG
Calle 100 N° 8 A – 49 – Torre B, Ofc 603
Teléfono: (57)601 8055283 – (57)601 7559176

efecto limitar el número o variedad de competidores en uno o varios mercados relevantes y/o (ii) imponga conductas a empresas o consumidores o modifique las condiciones en las cuales serán exigibles obligaciones previamente impuestas por la ley o un acto administrativo, cuando el acto tenga por objeto o pueda tener como efecto limitar la capacidad de las empresas para competir, reducir sus incentivos para competir, o limitar la libre elección o información disponible para los consumidores, en uno o varios mercados relevantes relacionados. En estos casos, deberá informarse a la SIC.

4. Si bien, la decisión sobre el envío o el reporte del proyecto de acto administrativo a la SIC es del resorte de la autoridad correspondiente, es fundamental que la propuesta de la CREG sea evaluada frente a la posible incidencia del acto sobre la libre competencia con base en los esquemas adoptados por la SIC mediante Resolución 44649 de 2010, de acuerdo con lo indicado en el Artículo 5 del Decreto 2897 de 2010.
5. Al respecto, es adecuado señalar que en relación con los actos administrativos con fines regulatorios que pueda tener incidencia sobre la libre competencia en los mercados, el régimen de competencia establece que existe un deber de motivación especial relativo a la expresa constancia en la parte considerativa acerca de si se consultó o no a la SIC y si esta emitió o no un concepto al respecto.
6. La SIC previamente ha conceptuado sobre la de formación de precios en mercados de energía, por ejemplo, en el concepto con radicado 19-235290¹, la SIC recomienda que los mecanismos que se propongan “deben propender por una formación de precios eficiente que refleje la disposición a pagar y vender de los agentes involucrados, con el fin de garantizar una eficiencia asignativa con los beneficios que de ello se derivan sobre los usuarios y evitar ventajas competitivas injustificadas entre agentes”. Visto lo anterior es importante considerar que el proyecto de norma regula la formación de precios en bolsa lo cual, claramente, según la SIC, supone que se debe agotar el trámite de la Abogacía de la Competencia.
7. En la Sentencia con Radicación E-11001-03-26-000-2018-00164-00 (62492). El Honorable Consejo de Estado señaló que no es necesario: “entrar a precisar que se entiende por proyectos de regulación estatal, ni precisar las diferencias o similitudes entre regular y reglamentar, porque el Artículo 7 de la Ley 1340 de 2009 fijó un criterio para identificar los proyectos administrativos sujetos al trámite ante la SIC. En efecto, basta con que tenga una posible incidencia sobre la libre competencia en los mercados.” Esta sentencia resolvió un proceso sobre la legalidad de algunas normas operantes para activar los proyectos de generación

¹ https://www.sic.gov.co/sites/default/files/Fila%20397%2019-235290_0.pdf

renovable. Si el Consejo de Estado considera que incluso la presencia de generación renovable en un mercado competitivo incide en la competencia, como mayor razón hay incidencia cuando se proponen medidas que ajustan la formación de precios en la bolsa de energía. En la sentencia también se indica que el deber de agotar el procedimiento de Abogacía no culmina con el diligenciamiento de los formularios que contienen las preguntas sobre la incidencia de los proyectos de norma en la competencia, sino que la entidad pública tiene la obligación de informar y sustentar las razones que le asisten al responder los interrogantes. Es por esta razón que este documento contentivo de un Derecho de Petición le solicita que se aporten los análisis que debieron hacerse en la CREG. También conviene que la CREG pondere que el no agotamiento del procedimiento configura un vicio de procedimiento -expedición irregular de un acto administrativo- con claros resultados de nulidad.

8. También en el concepto 19-137026² menciona que las propuestas regulatorias no deben presentar barreras de entrada que desemboquen en escenarios donde no se cuente con la formación de precios competitivos, que llevaría la distorsión en los precios de la energía y se afecte el bienestar de los consumidores. Por último, el concepto 19-198764³ trata sobre las condiciones de asimetría, en donde la asignación de precios puede traer condiciones asimétricas entre agentes, y en el caso de la propuesta normativa en consulta, conlleve una condición asimétrica a generadores térmicos que presenten ofertas por encima de los 532 \$/kWh.
9. La intención de regular precios con un valor fijo (532 \$/kWh) y que este valor se configure como el precio de bolsa nacional ajustado (PBNA) para realizar todas las transacciones del mercado de energía nacional, limita la participación de agentes con precios de oferta superior a este valor, con lo que se afecta a más del 70% del parque de generación térmica del país, y se crea una barrera de entrada al mercado de energía, y de esta manera, la propuesta debe revisarse a la luz de las normas sobre promoción de la competencia. La obligación de fijar normas para la formación de precios es distinta de la propuesta de fijar un precio sin que ella consulte elementos tan básicos como los costos de la generación o la obligación de fomentar la competencia plena y bajo estándares de simetría en la información. Así, es pertinente que la SIC conceptúe no solo sobre los efectos de la propuesta en la competencia sino si la propuesta elimina el ambiente competitivo que debe imperar entre los agentes.

II. SOLICITUD

²

https://www.sic.gov.co/sites/default/files/files/2021/Doctrina_Abogacia_de_la_Competencia_en_Materia_de_Precios%20-%20FINAL.pdf

³ Idem

Visto lo anterior, de manera comedida y dentro del término legal le solicitamos que se absuelvan los siguientes interrogantes:

- 1.1. ¿se realizó un análisis sobre los efectos que la propuesta de norma producirá en la formación de precios del sector eléctrico y que ameriten una consulta en la SIC? En caso positivo, cordialmente, se solicita se expida copia del análisis. En caso negativo se solicita se informe las razones regulatorias que soportan esta situación.
- 1.2. ¿Se realizó un análisis sobre los efectos – cualitativos y cuantitativos- que la propuesta de norma producirá en el marco de las reglas de competencia que deben seguir los agentes del mercado eléctrico? En caso positivo se solicita que se reporten estos análisis. En caso negativo se solicita que se informe las razones regulatorias que soportan esta situación.
- 1.3. ¿la formación de precios de electricidad en bolsa es un asunto que se relaciona con la competencia que debe promover la CREG?
- 1.4. En relación con las normas que regulan el funcionamiento de la Bolsa de Energía que emite la CREG: ¿cuáles son los temas que se relacionan con asuntos de competencia?
- 1.5. ¿Se le preguntará formalmente a la SIC si el proyecto de norma incide en el régimen de competencia que deben seguir los agentes en el sector eléctrico? En caso afirmativo, les solicitamos que se informe la fecha en la cual se realizará esta actividad. En caso negativo, les solicitamos que se informen las razones que sustentan esta conclusión y las respuestas que la CREG emitió en el diligenciamiento del formulario que realiza la SIC.
- 1.6. ¿En los proyectos de norma y en sus documentos soporte de debe informar y presentar los análisis que se realizaron internamente sobre la incidencia en la competencia que ameriten una consulta en la SIC?
- 1.7. ¿Los análisis de competencia y las respuestas que se emiten por parte de la CREG para definir la incidencia de un proyecto de norma en la competencia, es un asunto sujeto de comentarios por parte de los agentes eléctricos, los gremios, los usuarios etc.? En caso afirmativo, le solicitamos se informe el momento en el cual la CREG estima que estos análisis se hacen públicos para el aporte de comentarios. En caso negativo se informará las razones que sustentan esta opinión.

III. FUNDAMENTOS DE DERECHO

El presente derecho de petición se fundamenta en el artículo 23 de la Constitución Política que consagra el derecho fundamental de petición en los siguientes términos:

"ARTÍCULO 23.- DERECHO DE PETICIÓN. - Toda persona tiene derecho a presentar peticiones respetuosas a las autoridades por motivos de interés general o particular y a obtener pronta resolución. El legislador podrá reglamentar su ejercicio ante organizaciones privadas para garantizar los derechos fundamentales."

Así mismo, la Ley 1755 de 2015, por medio de la cual se reguló este derecho fundamental, señala lo siguiente:

"ARTÍCULO 13.- OBJETO Y MODALIDADES DEL DERECHO DE PETICIÓN ANTE AUTORIDADES. Toda persona tiene derecho a presentar peticiones respetuosas a las autoridades, en los términos señalados en este código, por motivos de interés general o particular, y a obtener pronta resolución completa y de fondo sobre la misma.

Toda actuación que inicie cualquier persona ante las autoridades implica el ejercicio del derecho de petición consagrado en el artículo 23 de la Constitución Política, sin que sea necesario invocarlo. Mediante él, entre otras actuaciones, se podrá solicitar: el reconocimiento de un derecho, la intervención de una entidad o funcionario, la resolución de una situación jurídica, la prestación de un servicio, requerir información, consultar, examinar y requerir copias de documentos, formular consultas, quejas, denuncias y reclamos e interponer recursos.

El ejercicio del derecho de petición es gratuito y puede realizarse sin necesidad de representación a través de abogado, o de persona mayor cuando se trate de menores en relación a las entidades dedicadas a su protección o formación."

De acuerdo con lo previsto en las normas transcritas y con lo dispuesto por la Corte Constitucional en la Sentencia T-172 de 2013, la respuesta al derecho de petición debe "(i) ser pronta y oportuna; (ii) resolver de fondo, de manera clara, precisa y congruente la situación planteada por el interesado; (iii) y, finalmente, tiene que ser puesta en conocimiento del peticionario". En consecuencia, el derecho que se ha reconocido a los particulares se refiere no sólo a la posibilidad de presentar peticiones respetuosas a las autoridades, sino también al derecho de obtener de esas autoridades una resolución pronta, efectiva, de fondo y completa a todos los asuntos y peticiones, que en ejercicio del derecho de petición hayan sido planteados.

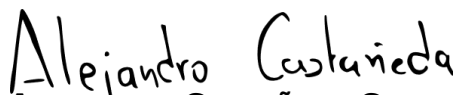
IV. NOTIFICACIONES

Para los efectos pertinentes, recibiré cualquier tipo de notificación, sobre esta petición y sobre cualquier asunto relacionado con este tema en:

Dirección: ANDEG – Calle 100 N° 8ª-49, Torre B, ofc 603
Bogotá D.C.
Teléfono: 8055283
Correo electrónico: acastaneda@andeg.org

De antemano agradezco la pronta atención que se sirvan prestarle a la presente.

Cordialmente,


ALEJANDRO CASTAÑEDA CUERVO
Director Ejecutivo ANDEG
C.C. No. 11.221.033

Análisis competitivo de la Resolución CREG(c) 701028-23

PRESENTADO A SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO

Documento de trabajo ANDEG – Enero 2024

Introducción

El pasado 21 de diciembre la CREG expidió la Resolución CREG 701-028 de 2023 de medidas transitorias de intervención del Mercado de Energía Mayorista, MEM, de Colombia. La motivación de la intervención es, aparentemente, el poder de mercado de algunos generadores en la coyuntura actual y las medidas propuestas se resumen en dos principales: (i) un tope de precios—adicional al del precio de escasez del cargo por confiabilidad—y (ii) la exigencia de hacer ofertas justificadas de costo variable a las plantas térmicas que tendrán como ingreso de generación el máximo de dicho costo o el precio de Bolsa y a las hidráulicas que tendrán como remuneración el precio intervenido de Bolsa. ANDEG considera que esta resolución es contraria al diseño de mercado eléctrico de Colombia y constituye una regulación que ni promueve (labor que tiene la CREG) ni mantiene la competencia, sino que, por el contrario, la restringe y genera precios ineficientes de mercado que generan pérdidas de bienestar. Por eso pedimos a la Superintendencia de Industria y Comercio que tome en consideración estas conclusiones en el ejercicio de la abogacía de la competencia definida en la ley colombiana al ejercer la *“Verifica [ción] de los proyectos de regulación para efectos de promover y mantener la libre competencia en los mercados”* que la Ley le asigna.

Este documento se divide en las siguientes siete secciones:

1. Antecedentes del mercado;
2. Falsa motivación de la intervención;
3. Las medidas propuestas por la CREG;
4. Falta de relación entre las medidas y la motivación;
5. Efectos nocivos sobre los precios de mercado y la competencia;
6. Otros efectos nocivos; y

7. Conclusión—donde se presenta el cuestionario que debería realizar la CREG para presentación a la SIC al concluir el período de comentarios.

Antecedentes

Organización del MEM

El mercado de energía mayorista, MEM, en realidad son cuatro submercados:

1. La Bolsa de Energía o mercado spot al que todos los generadores deben ofertar su capacidad y oferta de precio para las 24 horas del día siguiente;
2. El mercado de contratos bilaterales a plazo: en el que los comercializadores transan energía y se liquida con referencia al precio de Bolsa. El mercado de contratos permita a los comercializadores evitar la volatilidad de precios, al pactar un precio de contrato acordado previamente. El mercado de contratos es fundamental porque, históricamente, en condiciones normales se transa alrededor de un 80% de la demanda de energía;
3. El mercado de confiabilidad: en el que se compran Obligaciones de Energía Firme, similares a una opción americana, a un precio de ejercicio conocido como precio de escasez—que opera como un precio máximo de compras a la Bolsa de Energía y una prima conocida como cargo por confiabilidad.
4. El mercado de regulación secundaria (AGC) en el cual se liquidan servicios complementarios de seguridad para la operación del sistema.

Todos los mercados tienen como referencia el precio spot, precio de la Bolsa, que es la señal más importante de la operación, despacho y expansión del sistema y que es el precio sobre el cual la Comisión de Regulación de Energía y Gas ha propuesto intervenir su formación por medio de las medidas propuestas en la Resolución CREG 701 028 de 2023 que son objeto de este documento.

El precio de Bolsa se forma, como en todos los mercados eléctricos del mundo, sobre la base de ofertas de producción centralizadas y con un algoritmo en el cual el precio corresponde a la oferta de la última central necesaria para cubrir la demanda. Cuando esta central oferta su costo variable, el precio de mercado corresponde al costo marginal del sistema, es decir al precio más eficiente para satisfacer la demanda. Sin embargo, la CREG, en su propuesta, considera que el precio eficiente es un precio

de 532 \$/kWh que corresponde al costo variable de la planta que opera con gas nacional (al parecer solo hay una) y será la planta, de acuerdo con la CREG, que determinaría el precio de mercado en Colombia durante la duración de la intervención que debería ser, según la motivación de la CREG, mientras la oferta de generación se reduzca como consecuencia del fenómeno del Niño.

El precio de Bolsa

Colombia cuenta con un parque de generación hidrotérmico en el que la capacidad de generación hidráulica debería ser suficiente para abastecer la demanda punta. Pero los embalses colombianos sólo pueden producir (energía) esta capacidad durante un tiempo corto, con lo cual tienen mucha menos energía que potencia (capacidad) y la relación energía/potencia de las centrales hidráulicas se reduce de manera sustancial durante el fenómeno del Niño. En este período la atención de la demanda es función de la energía del sistema y, como las plantas térmicas tienen una energía similar a su potencia, la cobertura de la demanda se hace (casi al 50%) entre plantas térmicas e hidráulicas.

Como en los inviernos el agua es abundante, el precio de mercado es bajo. Las plantas hidráulicas no pueden retener el agua que les llega y la deben generar a un precio muy por debajo de las plantas térmicas. Pero cuando llega el fenómeno del Niño el agua escasea, la térmica entra a generar y el agua se valora en función de utilizarla hoy o guardarla para momentos de mayor escasez y los precios de mercado aumentan como consecuencia de la sequía. El documento soporte de la Resolución 701 28 (Ilustración 8) presenta precios de mercado donde se pueden ver las subidas de precio de las estaciones secas (el verano anual suele estar entre diciembre y abril) desde el año 2009 que incluyen tres Niños (2009-10, 2015-6 y el que ahora comienza).¹

Pero el precio de mercado no tiene por qué reflejarse en las tarifas que pagan los usuarios porque existen mecanismos de cobertura de precio, uno para todo el mercado (mercado de confiabilidad) y otro para los compradores de contratos (mercado de contratos bilaterales). De una parte, el precio de compra de energía está

¹ Colombia, desde que se lanzó el MEM el 20 de julio de 1995, ha tenido otro Niño en 1997-98 sin problemas de abastecimiento de la demanda. El Niño anterior, 1991-92, fue el asociado con el apagón de 13 meses que llevó a la reforma del mercado.

techado en el precio de escasez para los compradores de la Bolsa (que corresponde al 98% de las plantas térmicas más costosas) y, de otra parte, los compradores de energía a plazo pueden cubrirse del precio de plazo comprando contratos en el mercado de contratos.

Aumento reciente de tarifas

A pesar de los mecanismos de cobertura existentes, las tarifas de energía han venido subiendo en los últimos dos años. En este período se han presentado una serie de incrementos tarifarios asociados a elementos regulados de la fórmula tarifaria, como la indexación de varios de sus componentes y a la subida en los cargos D. Pero, el impacto tarifario más importante se ha presentado en la región Caribe de la mano de la introducción de un régimen singular para los dos nuevos operadores surgidos de la antigua Electricaribe (AIR-E y Afinia) y la decisión de trasladar a la tarifa las pérdidas reales, no las eficientes como manda la Ley 142 de 1994, de energía.

El incremento de los componentes regulados (IPC y cargos D y P) y la opción de no trasladar todos los costos a las tarifas han generado que algunas empresas, principalmente las de la región Caribe, hayan acumulado unas cuentas por cobrar que pone su situación financiera en riesgo. La CREG ha tenido, junto con el gobierno nacional, que resolver este problema y esta Resolución parece una forma de reducir tarifas más que la resolución de un problema del MEM.

FALSA MOTIVACIÓN DE LA INTERVENCIÓN

La CREG explica, claramente, las razones por las cuales fija un precio techo adicional al precio de escasez:²

“El problema que se identifica, de acuerdo con los análisis del numeral 3, es que la falta de competencia por la disminución en la oferta pone el riesgo al mercado por una inadecuada valoración de las ofertas, conllevando a una formación ineficiente del precio en la bolsa, lo que además incrementaría los problemas de los saldos acumulados por la regla de transferencia máxima en

² METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DEL PRECIO DE BOLSA PROPUESTAS DE AJUSTE TEMPORAL DOCUMENTO CREG – 901 044. Documento soporte de la Resolución CREG 701 028 de 2023.

el componente de generación (G) por parte de los comercializadores expuestos en bolsa.” (pp 24)

Es decir, que se interviene el mercado porque: ³

- La competencia se reduce al reducirse la oferta y la reducción de competencia lleva a precios ineficientes; y
- Se presenta un incremento de saldos por cobrar.

La segunda motivación es regulatoria, más que competitiva—aunque contraria a la Ley 142 de 1994 que dice que las tarifas deben reflejar los precios de un mercado competitivo—y por eso nos centramos en el primer punto que es el más relevante para el análisis que emprenda la SIC.

Reducción de oferta

La reducción de oferta para el período del Niño es evidente en cuanto a que hay menos agua para la generación eléctrica. Esto hace que el margen entre oferta y demanda se reduzca. Esto no significa, en sí mismo, que se reduzca la competencia ya que lo relevante es si la competencia se reduce en el margen.

Reducción de competencia

La CREG presenta alguna evidencia sobre la reducción de competencia en la forma de tres indicadores:

- Concentración: “ [...] se puede identificar que el mercado de generación colombiano es un mercado oligopólico y en períodos de estiaje dificulta el funcionamiento eficiente del mercado facilitando trasladar a la demanda (los compradores en la bolsa) precios que no reflejan el verdadero valor económico de los recursos.” y “El mercado de generación colombiano es un mercado oligopólico en donde 3 agentes [Según la Ilustración 2 son EPM, ENEL (EMGESA) e Isagén] tienen el 65% de la capacidad instalada del sistema. Además, el 67% de la capacidad instalada son plantas hidroeléctricas, que entregan al sistema entre el 70% y 80% de la energía requerida para atender la demanda en condiciones normales de aportes. En períodos de [sic] alta

³ Adicionalmente, como veremos al discutir la motivación, esta intervención surge por la exposición a las compras en Bolsa de algunos comercializadores—alrededor del 20% de la demanda—que no entraron en contratos por su decisión de comprar energía en la Bolsa cuando su precio era más barato.

sequía, tales como cuando se presenta el fenómeno de El Niño, las entregas de energía para atender la demanda disminuyen a cerca del 50%.” (Op cit pp 5 y 36).

- Fijación de precio: *“De acuerdo con lo anterior, en el mes de agosto [sic] de 2023 en el 90% de los casos 4 agentes [ENEL, Isagén, Celsia y EPM suman 90,1% en la tabla 2] fijaron el precio de bolsa.” (Op cit pp 19).*
- Índice de Lerner: *“El ejercicio de cálculo del índice, promediado a nivel empresa, revela que para las cuatro empresas referidas [Isagén, Urrá, EPM y Chivor]⁴ se tienen valores promedio de 0,93. Dicho valor resulta ser muy elevado y podría ser indicativo de ejercicios de poder de mercado en septiembre de 2023”.*

Según la información publicada por la CREG, parece ser que seis empresas ENEL, Celsia, EPM, Isagén, Urrá y Chivor tienen posición de dominio y, las últimas cuatro ejercen poder de mercado durante el periodo del Niño en curso.

Sin haber realizado los análisis, nuestros comentarios son que la evidencia aportada no es coherente con esta conclusión y por esto puede haber falsa motivación en la expedición de la Resolución por parte de la Comisión.

La evidencia presentada no motiva la intervención

A continuación, presentamos ocho objeciones a la evidencia presentada por la CREG.

Primero, no siempre es posible trasladar posición de dominio al ejercicio de posición de dominio. El ejercicio de la posición de dominio requiere poder para hacerlo e incentivos para hacerlo. Los incentivos tienen que ver con la posibilidad de lucrarse de los precios del mercado spot y la CREG no realiza un análisis de la energía vendida en contratos. Muchos de los generadores señalados venden contratos y, en algunos casos, suelen vender más contratos que su generación lo cual los hace preferir precios bajos que altos. Sin un análisis del mercado de contratos la CREG no puede concluir ejercicio de posición de dominio porque no demuestra la existencia del incentivo.

⁴ Entendemos que se refieren a las cuatro empresas presentadas en la tabla 4 cuyos valores promedios son 0,93. Estas empresas son Isagén, Urrá, EPM y Chivor.

Segundo, incluir a 6 empresas como poseedoras de posición de dominio—definida como capacidad de fijar precios de mercado independiente de otro—es incongruente. Para poder hablar de 6 empresas con poder de mercado habría que demostrar posición conjunta de dominio. Esto ni siquiera lo menciona la CREG.

Tercero, en el análisis de la CREG no hay correspondencia entre las empresas que tienen posición y las que hacen ejercicio de dominio. La constatación de posición de dominio, por medio de concentración, para EPM, Isagén y ENEL y, por medio de fijación de precios, para ENEL, Isagén, Celsia y EPM y la constatación, por medio del índice de Lerner, para EPM, Isagén, Urrá y Chivor.

Cuatro, las tres empresas que no están en los tres grupos, pero que son mencionadas, son pequeñas. Urrá, Celsia y Chivor quienes tienen, respectivamente, 3%, 7% y 5% de cuota de mercado en capacidad instalada no serían consideradas como dominantes ni por la CREG que toma medidas de restricción a la propiedad en valores muy superiores (25% capacidad instalada como lo dice la Ley 142 de 1994).

Quinto, todas las empresas identificadas con posición de dominio son empresas con, primordialmente, capacidad de generación hidráulica. Como la capacidad de generación hidráulica es la que se ve restringida durante un Niño es importante que el análisis de posición y ejercicio de posición de dominio se haga en períodos de Niño porque la evidencia de concentración presentada en el documento es sobre capacidad y no sobre disponibilidad para entregar energía durante un periodo de bajos aportes.

Sexto, la reducción de oferta disponible siempre ocurre en todos los mercados eléctricos y no es una razón válida para intervenir porque, de lo contrario, todos los mercados eléctricos del mundo estarían intervenidos que no es el caso. La oferta se dimensiona para la demanda punta del sistema y, de hecho, el mercado colombiano de confiabilidad busca tener suficiente oferta para cubrir la demanda del escenario alto de la UPME.

Séptimo, y relacionado con el sexto, la CREG afirma que la demanda en Niño es alta y lo demuestra comparando con el escenario medio de la UPME “se estima que la demanda ha crecido 2% adicional por encima del escenario medio de la UPME” (Op Cit pp. 36), pero lo relevante es el escenario alto que es la demanda para la cual se compra confiabilidad en las subastas de cargo.

Octavo, es cierto, como afirma la CREG que algunas plantas vienen con retrasos. Pero esa es una ocurrencia normal de un mercado y las plantas en cuestión son pequeñas para el mercado con lo cual no existen problemas de atención de la demanda que es el objetivo primordial de la CREG.

Por todos estos motivos consideramos que la motivación de la CREG para la intervención del mercado no existe.

Precios ineficientes

La CREG concluye que los precios serán ineficientes por la reducción de oferta y, por consiguiente, de competencia. Pero, como veremos a continuación, las medidas propuestas no lo garantizan. Se sustituye un precio de mercado por un precio ficticio y se considera que éste último es más eficiente.

Las medidas propuestas por la CREG

Las propuestas incluidas en la Resolución son:

1. Fijación de un precio techo (PBNA), adicional al precio de escasez de activación, en 532 \$/kWh;
2. Limitación de las ofertas de las plantas térmicas (CVPT) al mínimo de su oferta y su costo variable más el 5%;
3. Limitación de las ofertas de las plantas no-térmicas al máximo valor $CVPT + 1$ \$/MWh;
4. Liquidación de plantas despachadas con ofertas superiores al PBNA:
 - a. Térmicas: al último CVPT;
 - b. No-térmicas: al PBNA.

Medidas muy restrictivas y con efectos sobre la competencia y la prestación del servicio como analizaremos a continuación.

Falta de relación entre la motivación y las propuestas

Las medidas intervienen la oferta y liquidación de todas las plantas del sistema. Y la motivación es reducción de oferta (aplica a todo el sistema), de competencia (de seis empresas) y, por ende, precios ineficientes (todo el sistema).

La SIC se preguntará:

- ¿Cómo un presunto ejercicio de posición de dominio de seis empresas puede conllevar restricciones a todo el sistema?
- ¿Cómo intervenir la oferta de más de 20 empresas que no tienen, ni siquiera para la CREG, capacidad ni ejercicio de posición de dominio cuando la sospecha es un comportamiento anticompetitivo de 6 de ellas?

El MEM está sujeto a la Ley 142 y 143 y en ella se entiende que la CREG puede imponer conductas diferenciales (Artículo 74.1 de la Ley 142 de 1994) a las empresas de acuerdo con su posición en el mercado, pero es absurdo que se crea que algunas empresas tienen una posición privilegiada y se imponga la misma conducta para empresas en diferente posición o empresas que no tienen ninguna capacidad de fijar los precios de mercado.

Pero, no solo es el trato discriminatorio de una medida de esta índole sino lo innecesaria que es en un sector en el cual ya opera una limitación para las compras en este mercado y determinado de manera competitiva como lo es el precio de escasez utilizado en las subastas de confiabilidad.

Efectos nocivos sobre el mercado y la competencia

Los mercados marginalistas de energía, del cual el MEM es uno, han demostrado dar las señales necesarias para que, en equilibrio, las empresas puedan recuperar sus costos fijos y variables.⁵ En equilibrio significan la existencia de períodos de exceso de oferta y períodos de exceso de demanda en los cuales los precios son, respectivamente, bajos y altos. Colombia tiene este mercado, pero para asegurarse

⁵ Ver el libro que inspiró todos estos mercados Fred C. Schweppe, Michael C. Caramanis, Richard D. Tabors, Roger E. Bohn (1987) "Spot Pricing of Electricity" Kluwer Academic Publishers.

que no hay períodos de exceso de demanda en los que se presente racionamiento se cuenta con un mercado por confiabilidad.

El diseño del mercado colombiano tiene la ventaja que los precios que pagan los usuarios cuando hay escasez no subirán más allá de los costos de generación de las plantas térmicas más costosas. Para que los generadores puedan recuperar sus costos en este mercado, con un precio techado en el precio de escasez, se las paga un cargo por confiabilidad que, por medio del diseño actual, representa el costo de inversión de la planta más económica para abastecer la demanda en estos períodos.

El cargo, por lo tanto, sólo permite la recuperación de costos de inversión de esas plantas, pero las rentas inframarginales obtenidas en los períodos de Niño, cuando muchas de las plantas térmicas entran en mérito, sirven para pagar costos fijos de operación y mantenimiento, costos fijos de los contratos de suministro y costos fijos de transporte, entre otros.

Además, hay plantas con costos de inversión superiores al del cargo por confiabilidad que necesitan de las rentas inframarginales—diferencial entre el precio de mercado y sus costos variables—se obtengan para recuperarlos. A estas plantas la CREG les dice que no los recuperen porque sólo tendrán derecho a sus costos variables más 5% o al PBNA.

El 5% de margen sobre los costos variables es completamente inverso a los costos de inversión que se deben recuperar con las rentas inframarginales. Las plantas con costos variables más altos tienen costos fijos más bajos, pero la CREG considera que el margen para recuperar costos fijos sea mayor para plantas con costos variables altos y, en el caso de las plantas no-térmicas, un margen artificial como es el de los 532 \$/kWh.

En todo mercado las empresas invierten porque tienen la perspectiva de recuperar sus costos económicos. Las plantas térmicas necesitan rentas inframarginales en un Niño porque durante los períodos de invierno no se despachan. El diseño colombiano de mercado tiene dicha lógica, si estas plantas no tienen una expectativa razonable de recuperar todos sus costos no se construyen y en Colombia con el diseño de

mercado se ha aumentado la capacidad de generación para cumplir con la demanda desde 1994.⁶

Un mercado que no tenga perspectivas de recuperación de costos o en el que la intervención del regulador sea arbitraria y oportunista no atraerá inversión y si no hay inversión no hay ni cobertura de demanda ni tampoco competencia. El efecto de las propuestas sobre la entrada de nuevos recursos es nocivo y a vísperas de una nueva subasta de confiabilidad una señal regulatoria perjudicial para el sistema. En una economía de mercado no hay “almuerzo gratis”, los ingresos inframarginales perdidos por la intervención regulatoria y la expectativa de comportamiento oportunista futuro subirán los costos de la subasta de confiabilidad para los nuevos proyectos.

La CREG restringe la competencia al introducir un esquema de ofertas que no tiene que ver con costos económicos o de oportunidad. En un mercado los recursos se valoran a costos económicos para que se utilicen los recursos de la manera más eficiente. La CREG hace que los generadores térmicos pujen a costos incurridos que no tienen por qué ser los económicos. Por ejemplo, una empresa que utilice carbón o gas puede tener un precio de contrato que haya sido firmado en condiciones de mercado muy diferentes a las actuales y no valorar el combustible al precio de terceros en la actualidad llevaría a utilizarlo en su uso más ineficiente en lugar de donde más se valore.

El mecanismo propuesto también es contrario a la competencia entre las empresas que compran energía para abastecer a los usuarios. Con el mecanismo propuesto se busca favorecer a las empresas que no cubrieron su demanda en previsión de precios altos. Estas son empresas que prefieren comprar en la Bolsa cuando el precio es bajo y buscar protección regulatoria cuando el precio es alto. Premiar este tipo de comportamiento es proteger competidores cuando la labor fundamental de una autoridad de competencia es proteger la competencia y la función de la CREG por Ley es, además, fomentar la competencia. Con el comportamiento regulatorio lo que se fomenta es el lobby regulatorio y no tener que ir al mercado en búsqueda de mejores ofertas.

⁶ La demanda de energía pasó del 40.864 GWh-año en 1994 a casi 80.000 GWh en 2023 y la potencia instalada de 12.658 MW a casi 20.000 MW en la actualidad.

Pero, lo más absurdo del mecanismo, es que no es evidente que las tarifas bajen.⁷ Así como no existe almuerzo gratis cuando se necesita, de cualquier manera, expandir el sistema, no es claro que los usuarios paguen menos en el corto plazo. La gran mayoría de plantas térmicas tienen costos superiores a los 532 \$/kWh e irán a liquidarse con restricciones. Las restricciones se pasan a las tarifas de todos los usuarios del sistema y con el parque térmico despachado en una alta proporción no es evidente que las tarifas bajen. De nuevo, los usuarios que llevan pagando precios de contratos y que se cubrieron en contratos deberán ahora pagar costos unitarios por restricciones mucho más altos por efecto de los usuarios y comercializadores que no se cubrieron del mayor precio spot habitual en Niño.

De igual manera, durante un periodo “Niño”, las plantas térmicas marginan, lo que hace que los costos por restricciones sean mucho menores y en cierta forma minimizan las tarifas al usuario final. En esta propuesta, a las restricciones del agregarían el costo unitario de restricciones porque le incluyen una variable adicional que es el costo diferencial de las plantas térmicas por encima del margen máximo propuesto de \$532.

La CREG así protege algunos usuarios a costa de otros, como también protege algunos comercializadores a costa de otros. Asimismo, protege generadores que han comprometido energía por encima de su generación incluidos generadores que no han podido entrar al mercado pero que deben honrar sus compromisos de generación comprando la energía en Bolsa. Insistimos:

- **¿Qué puede ser más contrario a la competencia que proteger agentes que deciden no competir sino esperar la intervención de las autoridades?**

Para que un mercado funcione la expectativa de salida del mercado debe existir, una barrera a la salida es una barrera a la entrada y la Resolución de la CREG es, por todos estos motivos, contraria a la competencia porque fomenta la búsqueda de protección regulatoria cuando se puede competir, desincentivando el uso de contratos de cobertura porque no tienen los efectos deseados.

⁷ El gremio de grandes usuarios de energía, ASOENERGÍA, ha estimado que las tarifas pueden subir en un 30% como resultado de las propuestas. Ver <https://www.larepublica.co/economia/asoenergia-alerta-sobre-incremento-de-30-en-costos-de-la-energia-a-usuarios-3777654>

Así los precios de Bolsa pueden bajar por regulación redundante en la Bolsa, pero deberían subir por restricciones (cuando el valor de las restricciones siempre baja en los Niños) y en la próxima subasta de confiabilidad. Como la CREG busca precios eficientes habría que preguntarse si 532 \$/kWh es un precio eficiente en un Niño, o si los precios de las restricciones serán razonables en un Niño, o si los precios de confiabilidad con prima de riesgo regulatorio lo son. Un regulador sabe que bajar el costo de riesgo regulatorio es fundamental para que las tarifas sean eficientes.

Otros efectos nocivos

Además de restringir la competencia y generar mayores tarifas en el corto, mediano y largo plazo, existe la dificultad añadida de efectos sobre la confiabilidad o abastecimiento seguro de la demanda de energía. Para esto tenemos que referirnos a intervenciones anteriores.

Es cierto que han existido medidas adicionales al diseño original del MEM en diferentes Niños. Pero existían distorsiones en la regulación, conocidas en antemano, que se corrigieron cuando el sistema demostró su existencia y se corrigió. El regulador debe hacer un sistema que funcione, pero no corregir uno que lo haga las lecciones de los tres Niños desde 1994 son claras:

- Niño 1997-98: donde el principal problema era que algunos generadores hidráulicos se encontraban largos de contratación y tenían incentivos para deprimir el precio de mercado. La introducción de mínimos operativos permitió que no se utilizara agua en exceso y que se pasara un Niño corto y profundo sin mayores problemas.
- Niño 2009-10: marcado porque los contratos de suministro de gas de las plantas del interior no contaban con transporte (a cargo de Ecopetrol) y con la llegada del Niño los precios de mercado no subían lo suficiente para que la térmica entrara a prestar el servicio. La decisión del ministerio de despachar térmica a líquidos a precios de gas permitió solventar un problema conocido de antemano como el de la necesidad de que los contratos de suministro tuvieran penalizaciones por no entrega.
- Niño 2015-16: marcado por los errores del bajo precio de escasez que fueron corregidos durante El Niño y llevaron a la expedición de un precio de escasez.

La principal preocupación en un Niño es que los embalses se utilicen en exceso y todas las medidas tomadas en los Niño han ido en la dirección de fomentar la oferta térmica por medio de subidas de los precios o, como en el 2015-16 con el programa Apagar Paga de la Presidencia, a reducir la demanda. Pero no existe un antecedente de buscar la reducción de precios, como es el caso ahora, por los efectos que pueda tener sobre el uso del agua de los embalses en una época de sequía. Es decir, la medida va en contravía de la gran preocupación de cobertura de la demanda cuando, como la misma CREG dice, el sistema está sin mucha holgura por culpa de los retrasos en las obras de transmisión de La Colectora, los retrasos de la segunda fase de Hidroituango y la no entrada de algunos proyectos de renovables no convencionales.

Interferir con la formación de precios en la situación actual es temeraria para la atención de la demanda. A las dificultades de la sequía, se añade el efecto del calor en la demanda de energía, los retrasos en la entrada de proyectos y la previsión de una sequía prolongada tras más de 7 años sin un fenómeno de Niño. También siempre existe la posibilidad de un imprevisto que pueda tener consecuencias—por eso siempre se opera con un margen de contingencia—para el sistema como fue la indisponibilidad de Guatapé en 1997 y 2015, la indisponibilidad de algunas plantas de líquidos en 2009-10 y la de Flores IV en 2016 así como los mantenimientos que deban hacerse a plantas que operarán muchas horas consecutivas.

Dada la estrechez del sistema y las incertidumbres que existen sobre los aportes hidrológicos en un período de Niño llama la atención que la preocupación de la CREG se centre en precios bajos de Bolsa—a pesar de precios altos en restricciones y, probablemente, confiabilidad—a costa de la seguridad energética.

Conclusión

Nuestra conclusión es que la CREG tomará medidas contrarias a la competencia, con motivación inexacta, de manera discriminatoria con sus conclusiones y que llevarán a precios ineficientes en el MEM en el momento más sensible para el funcionamiento adecuado del mercado mayorista de energía.

La CREG no está mejorando el funcionamiento del mercado sino subiendo las tarifas de unos usuarios a costa de otros y a unos comercializadores a costa de otros.

Así, los usuarios de y comercializadoras que pactaron precios fijos en sus contratos de energía van a “subsidiar” a los que no lo hicieron. Al poner un precio “techo” adicional en 532 \$/kWh todos los generadores con mayores valores de oferta necesarios para despachar el sistema harán subir las restricciones para aliviar la tarifa de un 20% de usuarios que no tienen comercializadores diligentes en su contratación, afectando a aquel 80% de usuarios que sí lo han sido.

La CREG cuando presente su propuesta debe completar el cuestionario a continuación que nos permitimos rellenar para concluir este documento. Esperamos que este documento contribuya a enriquecer la discusión de la abogacía de la competencia, en el marco de las buenas prácticas de regulación.

Tabla 1 Cuestionario de evaluación de la incidencia sobre la libre competencia

	EVALUACIÓN DE LA INCIDENCIA SOBRE LA LIBRE COMPETENCIA DE LOS PROYECTOS DE ACTOS ADMINISTRATIVOS CON FINES REGULATORIOS Resolución 44649 de 2010-Abogacía de la Competencia	CÓDIGO: PC01-F02
		VERSIÓN: 2
		FECHA: 2024-01-10

Nombre de la entidad solicitante:		Comisión de Regulación de Energía y Gas	
Nombre(s) de la(s) entidad(es) interviniente(s):			
Nombre del Proyecto de Regulación:		Resolución CREG 701-028 de 2023	
Objeto del Proyecto de Regulación:		Intervención temporal del MEM	
Fecha de diligenciamiento:			
CUESTIONARIO			
PREGUNTA		SI	NO
JUSTIFICACIÓN A LA RESPUESTA			
1.	¿La regulación limita el número o la variedad de las empresas en uno o varios mercados relevantes relacionados? Es posible que esto suceda, si respecto de su proyecto regulatorio es positiva la respuesta a alguna de las siguientes preguntas:		
a)	¿El proyecto regulatorio otorga derechos exclusivos a una empresa para prestar servicios o para ofrecer bienes?		x
b)	¿El proyecto regulatorio establece licencias, permisos, autorizaciones para operar o cuotas de producción o de venta?		x
c)	¿El proyecto limita la capacidad de cierto tipo de empresas para ofrecer un bien o prestar un servicio?	x	
d)	¿El proyecto eleva de manera significativa los costos de entrada o salida del mercado para las empresas?	x	
e)	¿El proyecto crea una barrera geográfica a la libre circulación de bienes o servicios o a la inversión?		x
f)	Incrementa de manera significativa los costos:		
i)	¿El proyecto incrementa de manera significativa los costos para nuevas empresas en relación con las empresas que ya operan en un mercado o mercados relevantes relacionados?	x	
ii)	¿El proyecto incrementa de manera significativa los costos para unas empresas en relación con otras cuando el conjunto ya opera en uno o varios mercados relevantes relacionados?		x
2.	¿La regulación limita la capacidad de las empresas para competir en uno o varios mercados relevantes relacionados? Es posible que esto suceda, si respecto de su proyecto regulatorio es positiva la respuesta a alguna de las siguientes preguntas:		
a)	¿El proyecto controla o influye sustancialmente sobre los precios de los bienes o servicios o el nivel de producción?	x	
b)	¿El proyecto limita a las empresas la posibilidad de distribuir o comercializar sus productos?	x	
c)	¿El proyecto limita la libertad de las empresas para promocionar sus productos?		x
d)	¿El proyecto otorga a los operadores actuales en el mercado un trato diferenciado con respecto a las empresas entrantes?	x	
e)	¿El proyecto otorga trato diferenciado a unas empresas con respecto a otras?	x	
f)	¿El proyecto limita la libertad de las empresas para elegir sus procesos de producción o su forma de organización industrial?		x
g)	¿El proyecto limita la innovación para ofrecer nuevos productos o productos existentes pero bajo nuevas formas?		x
3.	¿La regulación implica reducir los incentivos de las empresas para competir en uno o varios mercados relevantes relacionados? Es posible que esto suceda, si respecto de su proyecto regulatorio es positiva la respuesta a alguna de las siguientes preguntas:		
a)	¿El proyecto genera un régimen de autorregulación o corregulación?		x
b)	¿El proyecto impone la obligación de dar publicidad sobre información sensible para una empresa que podría ser conocida por sus competidores (por ejemplo precios, nivel de ventas, costos, etc.)?		x