

Bogotá, D.C., Febrero 26 de 2025

Doctor

**Omar Andrés Camacho Morales**

Ministro

**Ministerio de Minas y Energía**

Ciudad

***Asunto: Comentarios al proyecto de Resolución por el cual se definen las reglas generales para la implementación de un mecanismo bajo un esquema de pago por diferencias***

Respetado Señor Ministro:

Desde la Asociación de Empresas Generadoras-ANDEG, presentamos a continuación comentarios al proyecto de resolución por medio del cual se define el pago por diferencias como nuevo mecanismo de mercado para la entrada de proyectos renovables, y, en primera instancia, para promover los proyectos eólicos costa-afuera en el país.

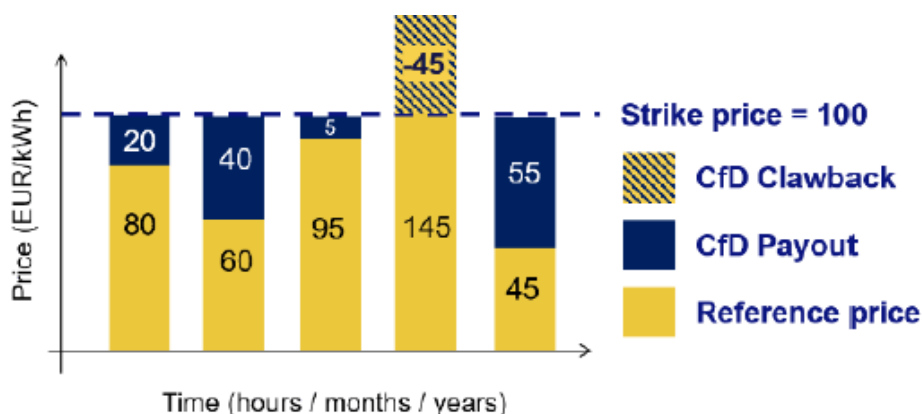
### **1. Sobre la competencia del Ministerio de Minas y Energía**

En primer lugar, resaltamos los objetivos del Ministerio de Minas y Energía para garantizar la suficiencia, confiabilidad y seguridad en el suministro de energía eléctrica en el país, en el contexto de promover esquemas de expansión en el SIN. Sin embargo, en el marco el fallo del Consejo de Estado, mediante Auto Interlocutorio del 16 de junio de 2023, en donde se establece que el Gobierno Nacional no puede ejercer competencias regulatorias que fueron delegadas por ley a las Comisiones de regulación, y en el marco de la definición de roles y responsabilidades entre la política energética y la regulación económica, sugerimos que el Ministerio de Minas y Energía evalúe la efectividad de establecer lineamientos de regulación económica, siendo que el rol constitucional del Ministerio de Minas y Energía es el de la definición de política energética.

En este sentido, observamos que el desarrollo del nuevo mecanismo de mercado, tal como se plantea en la Resolución en consulta, es competencia total de la CREG y que, dado que el Decreto 570 de 2018 definía los lineamientos de política pública para la realización de subastas de contratos de largo plazo, no identificamos en la normativa actual qué acto normativo faculta al Ministerio de Minas y Energía para desarrollar un nuevo mecanismo de mercado.

## 2. Aspectos para considerar con respecto al pago por diferencias

Al observar el proyecto de Resolución, consideramos que en la actualidad se encuentra en curso el desarrollo normativo para la modernización del mercado de energía mayorista por medio de la Resolución CREG 143 de 2021, sobre lo cual, no se han realizado avances significativos, y, ahora pretende el Ministerio plantear una propuesta de mecanismo de mercado en donde se promueve primordialmente una tecnología eólica costa afuera a través de un incentivo directo a tarifa, en donde el usuario, de acuerdo a la Figura 10 de la Memoria Justificativa, y la presente Figura 1, terminaría financiando un proyecto individual en el marco de los mecanismos que el ministerio establezca, con lo que nos preguntamos si definitivamente la política pública de transición energética es “justa” para el usuario quien terminará financiando el pago por diferencias, dado que finalmente será el consumidora quien asuma el riesgo de los agentes desarrolladores de los proyectos que está impulsando el Ministerio de Minas y Energía.



**Figura 1. Esquema básico de un CfD donde se observa pagos de la demanda (CfD Payout)<sup>1</sup>**

Con respecto al pago por diferencias, es importante revisar la experiencia internacional con la promoción forzada de las fuentes renovables, caso del déficit tarifario que se dio en Europa, caso de España, al promover el desarrollo forzoso de este tipo de tecnologías, en donde se ha demostrado que esquemas tarifarios tipo “pago por diferencias” generan diferencias acumuladas entre ingresos y costos a favor de agentes con la promesa de promover las fuentes renovables en el mercado liberalizado, lo cual,

<sup>1</sup> Tomado de: Pág. 9, “Contracts-for-Difference to support renewable energy technologies: Considerations for design and implementation”

establece “*excessive support costs that could jeopardize the entire market and cause a significant rise in final energy costs*”<sup>2</sup>.

De nuevo, insistimos que, a la fecha, el mercado eléctrico ha promovido la incorporación de proyectos renovables a través de Subastas de Contratos de Largo Plazo, los cuales, consideramos deben mejorarse desde la perspectiva de la neutralidad tecnológica, en donde se le permita la participación a agentes que demuestren que pueden reducir sus emisiones de CO<sub>2</sub>, tal como se ha dispuesto a través de la regulación económica de la CREG, por ejemplo, en lo relacionado con la Resolución CREG 101 062 de 2024 en la Subasta de Reconfiguración del Cargo por Confiabilidad, donde se asignan OEF por 5 años a plantas existentes que decidan reducir sus emisiones. Por ello, creemos que los mecanismos de mercado deben tener como objetivo la integración de todas las tecnologías en estos esquemas de participación, en el contexto de la diversificación de la matriz de generación, más allá de promover tecnologías particulares, como las eólicas costa-afuera.

Por otra parte, insistimos que, en la actualidad, los proyectos eólicos costa-afuera, así como los de geotermia, desde la perspectiva de análisis de costos nivelados, presentan condiciones que no son competitivas frente al mercado convencional, de acuerdo con lo presentado en el Plan de expansión de generación 2023-2037 de la UPME, con lo cual, consideramos adecuado que la autoridad de política energética lidere un esquema de planteamiento integral de los recursos energéticos, a través de la UPME, a fin de asegurar el balance energético entre las necesidades de nueva capacidad de generación y los refuerzos que impone la ampliación de la infraestructura de red, esto, a fin de establecer una expectativa cierta de entrada en operación de los proyectos de generación.

Así, por ejemplo, de acuerdo con XM, a diciembre de 2024 existen 1.138 MW en operación comercial de fuentes renovables no convencionales de despacho centralizado<sup>3</sup>, especialmente solares, frente a los más de 2800 MW que se esperaba que estuvieran en operación a partir del 1 de enero de 2023 en el SIN. Aunado a lo anterior, los recientes anuncios de diferentes empresas que han abandonado la construcción de proyectos en Colombia, en especial los eólicos-onshore<sup>4</sup>, nos lleva a que el Gobierno

---

<sup>2</sup> Rosales-Asensio, Borge, Cabrera, Sarmento, “Effectiveness and efficiency of support schemes in promoting renewable energy sources in the Spanish electricity market” Julio, 2024

<sup>3</sup> <https://paratec.xm.com.co/paratec/SitePages/generacion.aspx?q=capacidad>

<sup>4</sup> Proyecto Windpeshi: <https://www.enelgreenpower.com/es/medios/press/2023/05/enel-colombia-suspende-indefinidamente-la-construccion-del-parqu>

Proyecto Alfa y Beta: <https://www.edpr.com/es/noticias/edpr-decide-salir-de-sus-proyectos-colombianos#:~:text=Madrid%2C%2019%20de%20diciembre%20de,de%20La%20Guajira%20en%20Colombia>

Nacional debe revisar la viabilidad real de inserción de los recursos provenientes de FNCER en el SIN, de tal forma de: 1) no generar falsas expectativas en relación con la transición energética, y 2) no exacerbar la sobreinstalación de fuentes renovables no convencionales en el mediano plazo, con los eventuales sobre costos que se prevén para los usuarios del SIN, quien finalmente terminan asumiendo estas iniciativas particulares a través de las tarifas.

Es importante resaltar que los mecanismos de Pagos por Diferencias tienen un alto riesgo de generar distorsiones en el despacho de energía y en decisiones de inversión de los activos de generación. De acuerdo con la literatura<sup>5</sup>, este mecanismo presenta varios problemas, por ejemplo, incentiva la no generación de electricidad cuando esta más se necesita (Meeus, 2023)<sup>6</sup>, por la pérdida de la variación en el precio de la electricidad. Por otro lado, distorsiona los mercados de energía mayorista, el mercado spot y el intradiario (Guidehouse and Fraunhofer, 2023)<sup>7</sup>; finalmente, mientras se produce una mitigación del riesgo de precio, no se trata el riesgo de volumen, es decir, la incertidumbre en el flujo de caja a raíz de la variación en las condiciones climáticas (Kitzing, 2014)<sup>8</sup>.

Adicionalmente, en el artículo de diseño e implementación de Contratos por Diferencias de la Escuela de Regulación de Florencia, se menciona lo siguiente: “**Another remaining issue is the potential interaction of CfDs with other long-term market segments, more precisely PPA and forward markets. CfD design will influence the attractiveness and scope of the PPA market and the forward markets (...) Also here, further investigations are necessary for improved guidance on how to strike an adequate balance in placing policy solutions**” y se insiste en la distorsión de incentivos de producción entre mercados day-ahead e intradiarios<sup>9</sup>, con lo cual, se evidencia que estos mecanismos todavía se encuentran en fase exploratoria, y los impactos en el mercado colombiano deben ser evaluados en el contexto del análisis beneficio/costo, antes de plantear de manera ligera en el artículo 19 del proyecto normativo la coordinación que debe darse en estos mecanismos.

---

Proyectos Celsia: <https://www.celsia.com/es/noticias/informacion-relevante-sobre-proyectos-eolicos-en-la-guajira/>

<sup>5</sup> Schlecht, Maurer, Hirth, “Financial contracts for differences: The problems with conventional CfDs in electricity markets and how forward contracts can help solve them”, Marzo 2024.

<sup>6</sup> <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421524000016#bib25>

<sup>7</sup> <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421524000016#bib15>

<sup>8</sup> <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421524000016#bib20>

<sup>9</sup> Kitzing, Held, Gephart, Wagner, Anatolitis, Klessmann, “Contracts-for-Difference to support renewable energy technologies: Considerations for design and implementation”, Marzo 2024.

Consideramos que, si bien se realizó un estudio de AFRY en donde se recomendaba la implementación de este mecanismo, debe realizarse nuevamente un análisis exhaustivo en el contexto colombiano teniendo en cuenta los cambios normativos suscitados por la Resolución CREG 101 066 de 2024 que introduce el Precio de Transacciones en Bolsa, así como los efectos de propuestas que pretenden limitar las ventas en la bolsa de energía, dado que, los mecanismos de pagos por diferencias funcionan en mercados spot que sean eficientes y tengan liquidez.

Vale la pena considerar el cierre financiero en la implementación del esquema de pago por diferencias con una demanda cubierta por medio de contratos y expuesta en menor medida en bolsa, adicional a que, en la experiencia internacional, es el Estado quien es la contraparte para el pago de este mecanismo. Desde ANDEG consideramos que, desde la política energética, se debe hacer sostenible el esquema financiero del sector de energía, lo que incluye asegurar el giro de los recursos por concepto de subsidios del Fondo de Solidaridad y Redistribución del Ingreso. Con lo cual, no estamos de acuerdo en que se promuevan mecanismos adicionales de financiamiento de saldos a tarifas que impliquen subsidios adicionales a inversionistas por parte de la demanda.

Por otro lado, de acuerdo con los términos señalados por la NOAA<sup>10</sup>, consideramos necesario que, antes de avanzar en cualquier proyecto de energía eólica offshore, se realice una evaluación de impacto y beneficio-coste en relación con los efectos de la construcción y funcionamiento de las turbinas eólicas sobre los siguientes aspectos: 1) el desplazamiento de pescadores en zonas de pesca tradicional, 2) el cambio en el hábitat de las especies de peces en las áreas afectadas por los proyectos offshore, y 3) los impactos sobre los hábitos de las especies en la zona de influencia de la región Caribe. Estos aspectos deben ser tomados en cuenta en el desarrollo de una propuesta de política pública desde el análisis del impacto normativo, garantizando que no se alteren el ecosistema, las comunidades ni las especies protegidas. Además, esta evaluación debe alinearse con lo estipulado por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible.

Finalmente, genera gran inquietud que en el año 2025 se estén publicando mecanismos regulatorios generales, siendo que los tiempos de implementación de esta medida son mayores a los 3 años: *“Los pliegos serán publicados para comentarios del público a más tardar cuatro (4) años contados a partir del otorgamiento del primer derecho de exploración o aprovechamiento otorgado a un proyecto asociado a alguna de las tecnologías incluidas en esta convocatoria”*, así como los plazos otorgados a la CREG para la definición del esquema de traslado a la

---

<sup>10</sup> <https://www.fisheries.noaa.gov/topic/offshore-wind-energy/evaluating-impacts-to-fisheries>

fórmula tarifaria y pago del mecanismo, por cerca de 18 meses para una propuesta en comentarios y 18 meses para la versión definitiva, con lo cual, no existe una determinación concreta de los efectos en los diferentes mercados (contratos, confiabilidad, spot), y considerando las nuevas reglas que serán introducidas en la modernización del mercado.

### **3. Sobre los mecanismos a desarrollar en el contexto colombiano**

Así mismo, consideramos que es importante que se avance en los mecanismos de estandarización de contratos de largo plazo de energía, para que exista homogenización en el mercado de contratos respecto a reglas, roles y responsabilidades en la gestión de compra de energía, y en el desarrollo de los Mecanismos de la Resolución CREG 114 de 2018 como una forma, por un lado, de cubrir a la demanda, y por otro, de disponer de mecanismos de comercialización efectiva de la energía para fomentar el desarrollo de nuevos proyectos de generación, manteniendo el principio de neutralidad tecnológica. Creemos que los contratos Power Purchase Agreement calibran los incentivos adecuados desde el punto de vista de riesgos de la contratación, tal como se ha evidenciando en el mercado eléctrico del país. Con el mecanismo de Pago por Diferencias, el riesgo se le está asignando a la demanda, con lo que reiteramos que la transición energética justa no debe ser injusta con el usuario.

Consideramos que ningún mecanismo de mercado debe discriminar ninguna tecnología, por el contrario, cada tecnología aporta a los objetivos de sostenibilidad energética, desde la perspectiva de seguridad y mitigación de impacto ambiental. Con lo cual, la propuesta actual de direccionar al desarrollo de tecnologías determinadas va en la misma línea de lo que definió la UPME a través del MACC, con lo cual, a la fecha, con todos los proyectos de subasta de expansión, lo que se ha degradado es la confiabilidad y seguridad del sistema.

De nuevo, consideramos que el Ministerio debe focalizar esfuerzos junto con la CREG en la Subasta de Expansión del Cargo por Confiabilidad, dado que, de acuerdo con los datos de XM y la nueva proyección de demanda de la UPME, el déficit de energía en el SIN en el periodo 28-29 es del orden de los 5.200 GWh-año. Creemos que debemos priorizar como sector este aspecto y no plantear propuestas de tecnologías que, en otros mercados, caso de Estados Unidos, han sido reevaluadas<sup>11</sup>.

Dado que las metodologías de análisis de flexibilidad en sistemas eléctricos generan una amplia variedad de impactos directos e indirectos, consideramos fundamental avanzar en el desarrollo integral de la regulación frente a los ajustes del mercado, específicamente en relación

---

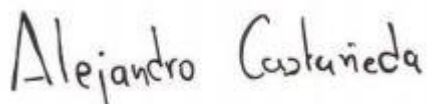
<sup>11</sup> <https://www.wsj.com/business/energy-oil/trump-paralyzes-the-u-s-wind-power-industry-21fd4c7a>

con el cargo por confiabilidad, el despacho vinculante, el mercado intradiario, los servicios complementarios, la incorporación de nuevas tecnologías (no solo las FNCER) y, especialmente, los ajustes necesarios en los sistemas eléctricos operativos en un contexto de flexibilidad, respuesta a la demanda y alta integración de tecnologías intermitentes.

ANDEG reitera la importancia de implementar medidas que modernicen el mercado de energía en Colombia, lo que contribuirá al desarrollo de un mercado completo. Esto incluye mecanismos clave de expansión, como el Cargo por Confiabilidad, mecanismos complementarios de contratos a largo plazo, mercados financieros, un mercado spot robusto (incluyendo mercados day-ahead y en tiempo real), que valoren las restricciones del sistema de transmisión para asegurar inversiones oportunas en activos de generación y transmisión localizados, y servicios auxiliares que garanticen la flexibilidad necesaria para la gestión del sistema. Todo esto, en un entorno de integración de nuevos modelos de negocio a la red eléctrica en el contexto de la transición energética, manteniendo como pilar fundamental la seguridad y la sostenibilidad energética.

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

Cordialmente,



**Alejandro Castañeda Cuervo**

Presidente Ejecutivo

Copia:

Dr. Adrián Correa, Director General, Unidad de Planeación Minero-Energética  
Dr. Antonio Jiménez, Director Ejecutivo, Comisión de Regulación de Energía y Gas  
Dra. Susana Muhamad, Ministra, Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible