

<b>Entidad originadora:</b>	<b>MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA</b>
<b>Fecha (dd/mm/aaaa):</b>	21/04/2026
<b>Proyecto de Resolución:</b>	<i>“Por la cual se convoca y define el primer mecanismo de contratación a largo plazo de energía eléctrica, en cumplimiento de los objetivos y lineamientos establecidos en el artículo 1, numeral 2.2.3.8.10.1 del Decreto 1091 de 2025”</i>

## 1. ANTECEDENTES Y RAZONES DE OPORTUNIDAD Y CONVENIENCIA QUE JUSTIFICAN SU EXPEDICIÓN.

El mecanismo de contratación a largo plazo se sustenta en el mandato constitucional del artículo 365 de la Constitución Política, que impone al Estado la obligación de garantizar la prestación eficiente, continua y confiable del servicio público de energía eléctrica. En el sector eléctrico, la eficiencia comprende no solo la operación del sistema, sino también la adecuada gestión del portafolio de generación. La alta dependencia de la hidroelectricidad expone al Sistema Interconectado Nacional – SIN a riesgos asociados a eventos de hidrología crítica, lo que hace necesario promover una matriz más diversificada y resiliente.

En este contexto, la convocatoria de un mecanismo competitivo de contratación a largo plazo busca facilitar la incorporación de nueva capacidad de generación proveniente de Fuentes No Convencionales de Energía – FNCE, las cuales resultan complementarias a los recursos existentes y contribuyen a mejorar la confiabilidad del sistema, bajo criterios de eficiencia económica para el usuario final.

De conformidad con los artículos 2 y 4 de la Ley 143 de 1994, el Ministerio de Minas y Energía se encuentra facultado para definir los criterios de aprovechamiento económico de las fuentes de energía y garantizar el abastecimiento de la demanda bajo condiciones de seguridad, confiabilidad y viabilidad financiera. El mecanismo de contratación a largo plazo constituye un instrumento idóneo para cumplir estos objetivos, en la medida en que permite asegurar la suficiencia energética futura mediante la incorporación programada de nueva capacidad de generación.

La estabilidad de ingresos asociada a los contratos de largo plazo resulta esencial para la viabilidad financiera y la bancabilidad de los proyectos FNCE, caracterizados por una alta intensidad de capital y una elevada exposición a la volatilidad de los precios del mercado de corto plazo. En este sentido, el mecanismo mitiga el riesgo de mercado, facilita el acceso al financiamiento y permite la materialización de inversiones necesarias para la expansión del sistema sin comprometer la operación segura del SIN.

La competencia del Ministerio de Minas y Energía para diseñar y convocar este mecanismo se encuentra respaldada por el Decreto 381 de 2012, en virtud de su función de formular y dirigir la política energética nacional. En el marco de la Transición Energética, el desarrollo de las FNCE requiere instrumentos que complementen las señales de mercado de corto plazo y permitan su integración ordenada y sostenible a la matriz energética.

Adicionalmente, la Ley 2099 de 2021 reconoce el papel del almacenamiento de energía como un componente funcional de la matriz energética, en tanto facilita la gestión de la variabilidad de las FNCER, optimiza el aprovechamiento de la generación renovable y contribuye a la prestación de servicios esenciales para la confiabilidad del sistema. En este contexto, los sistemas de almacenamiento pueden ser integrados en los esquemas de contratación a largo plazo como facilitadores de la operación segura y flexible del SIN.

La ampliación del umbral de capacidad de los Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos hasta 50 MW, introducida por el artículo 235 de la Ley 2294 de 2023, permite incorporar una oferta adicional de generación renovable con características de mayor predictibilidad relativa y menores impactos ambientales, fortaleciendo la diversificación tecnológica y la seguridad del abastecimiento, especialmente en zonas con restricciones de red.

El diseño del mecanismo, basado en un esquema competitivo de subasta, tiene como finalidad asegurar la incorporación de nueva capacidad de generación al menor costo posible para el sistema, garantizando la transparencia en la formación de precios y contribuyendo a la estabilidad tarifaria de largo plazo. De esta manera, el mecanismo se consolida como una herramienta de política pública para el cumplimiento de los objetivos de la Ley 1715 de 2014, la Ley 2099 de 2021 y el Decreto 1091 de 2025, así como de los compromisos de descarbonización del sector eléctrico colombiano.

### **1.1. Contexto de Contratación: Operador Especializado de Subastas de Energía**

#### **Antecedentes y Selección**

En el marco de la modernización del Mercado de Energía Mayorista (MEM) y bajo los lineamientos de política pública establecidos en el Decreto 1091 de 2025, el Ministerio de Minas y Energía adelantó un proceso de contratación público y transparente para seleccionar un operador logístico especializado. Como resultado de este proceso, la Bolsa Mercantil de Colombia (BMC) fue seleccionada para gestionar los mecanismos de contratación de energía eléctrica a largo plazo, mediante el Contrato CAO-023-2025, cuyo objeto contempla: “Contratar un operador especializado que adelante mecanismos de contratación para la compraventa de energía eléctrica a largo plazo, de conformidad con los lineamientos de política pública para el Mercado de Energía Mayorista”.

La BMC fue elegida por su experiencia de más de 40 años administrando mercados eficientes de commodities y energía, garantizando que los procesos de compra y venta se realicen bajo estándares de neutralidad, transparencia y eficiencia.

#### **Formalización y Vigencia**

La vinculación se formalizó mediante la suscripción del contrato el 07 de enero de 2026. Este acuerdo tiene una duración prevista de tres (3) años, periodo durante el cual la BMC tendrá la responsabilidad de diseñar y ejecutar los mecanismos competitivos (subastas) para facilitar la incorporación de nuevas Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FN CER) y asegurar la firmeza de la matriz energética.

#### **Forma de Remuneración del Subastador**

La remuneración de la Bolsa Mercantil de Colombia como operador se fundamenta en un modelo de eficiencia y costos de transacción, diseñado para no generar cargas excesivas al sistema:

- **Costos de Transacción / Comisiones:** El operador es remunerado a través de las comisiones o tarifas asociadas a la administración de las transacciones y el registro de contratos resultantes de los mecanismos competitivos.

- Aportes de los Participantes: Siguiendo la práctica estándar en mercados administrados, los costos operativos de la subasta suelen ser cubiertos por los agentes participantes (compradores y vendedores) mediante tarifas de inscripción o participación, lo que garantiza que el mecanismo sea autosostenible.
- Traslado de Eficiencias: El modelo busca que la gestión del operador permita descubrir precios competitivos, de modo que el costo del servicio de administración sea marginal frente a los ahorros generados en el precio final de la energía para el usuario.

**Objetivos Estratégicos del Operador.** Bajo este contrato, la BMC persigue tres hitos clave:

- Fomento de la Inversión: Atraer desarrolladores de proyectos de energías limpias mediante reglas de mercado claras.
- Seguridad y Soberanía: Diversificar las fuentes de generación para reducir la vulnerabilidad del sistema.
- Precios Justos: Traslado de las eficiencias de los costos de generación directamente a la factura de los hogares e industrias colombianas.

### **Análisis de la remuneración al subastador**

La remuneración de la Bolsa Mercantil de Colombia como operador logístico se fundamenta en un modelo de autosostenibilidad que no genera obligaciones pecuniarias ni afectación al presupuesto del Ministerio de Minas y Energía, trasladando el costo de la eficiencia del mercado directamente a los agentes beneficiarios. Este esquema se estructura en dos componentes: primero, una tarifa de inscripción fija de \$15.000.000 por mecanismo, destinada a cubrir los costos de adaptación de la plataforma y el desarrollo operativo de la subasta; y segundo, una remuneración periódica por la gestión centralizada de contratos y garantías, calculada sobre el despacho efectivo de energía (\$/kWh).

Un aspecto técnico fundamental es la implementación de una senda de remuneración decreciente conforme aumenta la energía acumulada en el sistema, iniciando en 2,00 \$/kWh para los primeros 900 GWh-año y reduciéndose progresivamente hasta alcanzar los 0,30 \$/kWh para volúmenes superiores a los 9.000 GWh-año, ver Tabla 1. Este diseño de economía de escala garantiza que, a medida que el mecanismo logre incorporar mayor capacidad de generación y cumpla con las metas de la Ley 1955 de 2019, el costo unitario de administración disminuya, protegiendo así la eficiencia económica del proceso y optimizando los costos de transacción para todos los participantes del mercado energético nacional.

La estructuración del nuevo marco para la contratación de energía a largo plazo, bajo los lineamientos del Decreto 1091 del 16 de octubre 2025, representa una evolución estratégica hacia un mercado eléctrico más resiliente y eficiente. La selección de la Bolsa Mercantil de Colombia como operador independiente asegura la transparencia y neutralidad necesarias para atraer inversión, mientras que el modelo de remuneración por economías de escala garantiza que los costos de administración disminuyan proporcionalmente al aumento del volumen de energía transada, protegiendo así la competitividad de los precios finales.

*Tabla 1. Remuneración Subastador*

1. Tarifa Inscripción COP	\$15.000.000
Columna A-Rango Demanda (GWh-año)	Columna B- Precio (\$/kWh) Despachado
0-900	2,00
901-1800	1,87
1801-2700	1,21
2701-3600	0,86
3601-4500	0,67
4501-5400	0,55
5401-6300	0,46
6301-7200	0,40
7201-8100	0,36
8101-9000	0,32
>9000	0,30

## 1.2. Selección del mecanismo de contratación como *Pay As Bid*

El mercado eléctrico colombiano presenta una serie de características estructurales que lo hacen singular en la región latinoamericana y que condicionan de manera determinante el diseño óptimo de sus mecanismos de contratación de largo plazo.

*Tabla 2. Capacidad instalada en generación*

Tipo Generación	CEN (MW) según tipo Despacho		Total CEN SIN	Part. % Tipo Gen.
	DC	ND		
<b>Cogenerador</b>		192,50	192,50	<b>0,85%</b>
<b>Eolica</b>		41,00	41,00	<b>0,18%</b>
<b>Hidraulica</b>	12.237,00	994,87	13.231,87	<b>58,68%</b>
<b>Solar</b>	1.798,00	1.245,02	3.043,02	<b>13,49%</b>
<b>Termica</b>	5.803,00	237,92	6.040,92	<b>26,79%</b>
<b>Total general</b>	<b>19.838,00</b>	<b>2.711,30</b>	<b>22.549,30</b>	<b>100%</b>
<b>Part. % Tipo despacho</b>	<b>87,98%</b>	<b>12,02%</b>	<b>100,00%</b>	

Fuente: Cálculos MME con base en datos SINERGOX-XM

*Tabla 2. Participación en la CEN por agente*

Tamaño según capacidad	Agente	Participación en Total CEN (%)	Participación del Grupo
<b>Grandes</b>	EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	20,96%	<b>54,29%</b>
	ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.	18,68%	
	ISAGEN S.A. E.S.P.	14,64%	
<b>Medianos</b>	CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	8,63%	<b>33,58%</b>

	AES COLOMBIA & CIA. S.C.A. E.S.P.	4,61%	
	TERMOBARRANQUILLA S.A. EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS	4,04%	
	GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A. E.S.P.	3,71%	
	ENFRAGEN TERMOFLORES S.A.S. E.S.P.	2,68%	
	TERMOCANDELARIA S.A.S. - E.S.P.	2,46%	
	EMPRESA URRRA S.A. E.S.P.	1,63%	
	PARQUE SOLAR PUERTA DE ORO S.A.S. E.S.P.	1,33%	
	GENERADORA TERMOCENTRO S.A.S. E.S.P.	1,21%	
	NITRO ENERGY COLOMBIA S.A.S. E.S.P.	1,17%	
	TERMOEMCALI I S.A. E.S.P.	1,06%	
	ENFRAGEN TERMOVALLE S.A.S. EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS	1,05%	
<b>Pequeños (CEN individual &lt;1% del total)</b>	<b>91</b> agentes con participación en CEN < 1% del total	12,12%	<b>12,12%</b>
	<b>Total</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

Fuente: Cálculos MME con base en datos SINERGOX-XM

En cuanto a su composición tecnológica, Colombia tiene un sector de potencia dominado por la hidroelectricidad, que representa cerca del 60% de la capacidad instalada (ver Tabla 2) y, en años húmedos, hasta el 86% de la electricidad generada. Esta concentración no es estática: la participación de la hidroelectricidad en la matriz oscila entre 55% y 80% dependiendo de la disponibilidad hídrica. En términos de concentración empresarial, tres compañías (EPM, Enel e Isagen) concentran más de la mitad de la capacidad instalada de generación, lo que configura un mercado oligopólico con capacidad potencial de ejercer poder de mercado (ver Tabla 3).

Desde el punto de vista regulatorio, el mercado de capacidad en Colombia ha pasado por tres etapas: antes de la regulación (1960-1994) con incentivos fijos y contratos bilaterales; entre 1994 y 2006 con pagos por capacidad tipo “*market wide*”; y desde 2006, a través de la Resolución CREG 071, con el esquema denominado cargo por confiabilidad, un enfoque de “*central buyer*” que asigna la capacidad requerida a través de procesos de subasta. Este mecanismo de cargo por confiabilidad funciona como subasta de opciones de energía firme para periodos de sequía, siendo hoy el eje de la contratación de largo plazo en el país.

En cuanto al imperativo de diversificación, el Ministerio de Minas y Energía, bajo el Decreto 1091 de 2025 y apoyado en las Leyes 143 de 1994, 1715 de 2014 y 2099 de 2021, ha reactivado el debate sobre mecanismos de contratación de largo plazo para fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER), buscando que los comercializadores de electricidad cubran al menos el 10% de la demanda con energía renovable.

## El esquema Pay As Bid: definición y distinción del precio uniforme

En el diseño de subastas de electricidad coexisten fundamentalmente dos reglas de fijación de precio: la subasta de precio uniforme (*Uniform Price Auction* [UPA] o *Pay As Clear* [PAC]) y la subasta discriminatoria de precio (*Discriminatory Price Auction* [DPA] o *Pay As Bid* [PAB]). La distinción es crítica para comprender sus efectos en el comportamiento estratégico de los oferentes y en los resultados del mercado.

En las subastas PAC, se aplica un precio uniforme a todos los compradores y vendedores al cierre de la subasta, independientemente de las ofertas que inicialmente presentaron o aceptaron. El precio se determina al aceptar ofertas hasta que la oferta y la demanda son iguales. En las subastas PAB, en cambio, cada vendedor recibe el precio que especificó en su oferta exitosa, de modo que son posibles precios por debajo de la oferta más alta en las subastas de venta.

La decisión entre esquemas de fijación de precio (PAB o PAC) es uno de los elementos más complejos del diseño de subastas, junto con el objeto subastado, las reglas de participación, el proceso de oferta y la definición del ganador, especialmente cuando se trata de contratos de largo plazo. Esta complejidad justifica un análisis cuidadoso de las razones de conveniencia de cada esquema para mercados específicos.

## Razones académicas y de política pública para adoptar Pay As Bid en el mercado colombiano

### Mitigación del poder de mercado en un mercado altamente concentrado

La primera razón de conveniencia se fundamenta en la estructura oligopólica del mercado colombiano. En mercados con alta concentración, el esquema de precio uniforme (PAC) genera incentivos perversos para que los grandes oferentes eleven artificialmente sus precios hasta el precio de equilibrio o precio de cierre (*clearing price*), capturando así rentas inframarginales que no guardan relación con sus costos reales.

En su artículo *von der Fehr y Harbord*<sup>1</sup>, motivados por el análisis del nuevo formato de subasta en el mercado de electricidad de Inglaterra y Gales y por el debate en California, caracterizan el comportamiento de oferta y los resultados del mercado en subastas de electricidad uniformes y discriminatorias. Concluyen que las subastas uniformes resultan en precios promedio más altos que las subastas discriminatorias, aunque el ranking en términos de eficiencia productiva es ambiguo.

Este hallazgo es particularmente relevante para Colombia dado que, los mercados de electricidad son típicamente muy vulnerables al abuso de poder de mercado debido a la demanda inelástica y la alta concentración de mercado, lo que hace que el diseño del mecanismo de subasta sea crucial para lograr resultados eficientes. Bajo el esquema PAB, se reduce el incentivo para elevar las ofertas, pues cada generador únicamente recibe lo que oferta y no puede “aprovecharse” del precio marginal fijado por el último oferente.

<sup>1</sup> Fabra, N., von der Fehr, N.-H. & Harbord, D. (2006). Designing Electricity Auctions. The RAND Journal of Economics, 37(1), 23–46.

La lógica teórica es clara: en el esquema PAC, un incremento en el precio de oferta se traduce en un precio de mercado más alto sólo en el evento en que esa oferta sea marginal, mientras que en la subasta discriminatoria, ofertar más alto siempre resulta en que el oferente incremente el precio esperado que recibe, condicionado a ser despachado. Esto implica que, en el esquema uniforme, los grandes operadores tienen incentivos más fuertes para inflar sus ofertas sistemáticamente, elevando el precio de equilibrio en perjuicio de todos los compradores.

### **Reducción de precios promedio en contextos de alta inelasticidad de demanda**

Un segundo argumento a favor del mecanismo PAB se refiere a la relación entre el esquema de precio y el nivel promedio de precios resultante, particularmente en mercados donde la demanda es inelástica, como el mercado eléctrico colombiano.

En las subastas de precio uniforme, el precio de oferta de un generador se traduce en un precio de mercado más alto únicamente cuando esa oferta es marginal. En la subasta discriminatoria, en cambio, pagar más alto siempre resulta en que el proveedor incremente el precio esperado recibido, condicionado a ser despachado. El primer efecto es menos pronunciado en las subastas uniformes que en las discriminatorias.

Complementando esta perspectiva, se ha demostrado formalmente que el esquema de precio uniforme puede incentivar a los proveedores a retener cantidades ofertadas y provocar picos de precios, mientras que el mecanismo PAB puede reducir el precio de mercado. Esto cobra especial relevancia en un mercado como el colombiano, donde la alta concentración podría amplificar los episodios de precios extremos bajo el precio uniforme.

### **Mayor robustez ante incentivos estratégicos indeseables en mercados emergentes o inmaduros**

La tercera razón de conveniencia está ligada al grado de madurez del mercado colombiano de renovables y a la experiencia de otras economías en desarrollo.

En la práctica, el mecanismo PAB ha demostrado ser más robusto contra incentivos estratégicos indeseables. El argumento de la ventaja del precio uniforme aplica en circunstancias muy específicas: tan pronto como los oferentes pueden presentar ofertas para varios proyectos por ronda (subasta multi-artículo) y/o existen varias rondas, la naturaleza de sus incentivos cambia y la ventaja de la regla de precio uniforme se vuelve menos contundente.

Este hallazgo es directamente aplicable al contexto colombiano, donde las subastas de energía de largo plazo típicamente involucran múltiples proyectos, múltiples tecnologías y potencialmente múltiples rondas. En este tipo de estructura, la lógica teórica que favorece al precio uniforme (basada en la verdad revelación de costos) se debilita, y la robustez estratégica del mecanismo PAB se convierte en una ventaja neta.

La Agencia Internacional de Energía Renovable (IRENA por sus siglas en inglés), señala<sup>2</sup> que ambas reglas de precio pueden conducir a reducciones de costo, pero que en la práctica el mecanismo PAB ha

<sup>2</sup> •IRENA (2015). Renewable Energy Auctions: A Guide to Design. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.

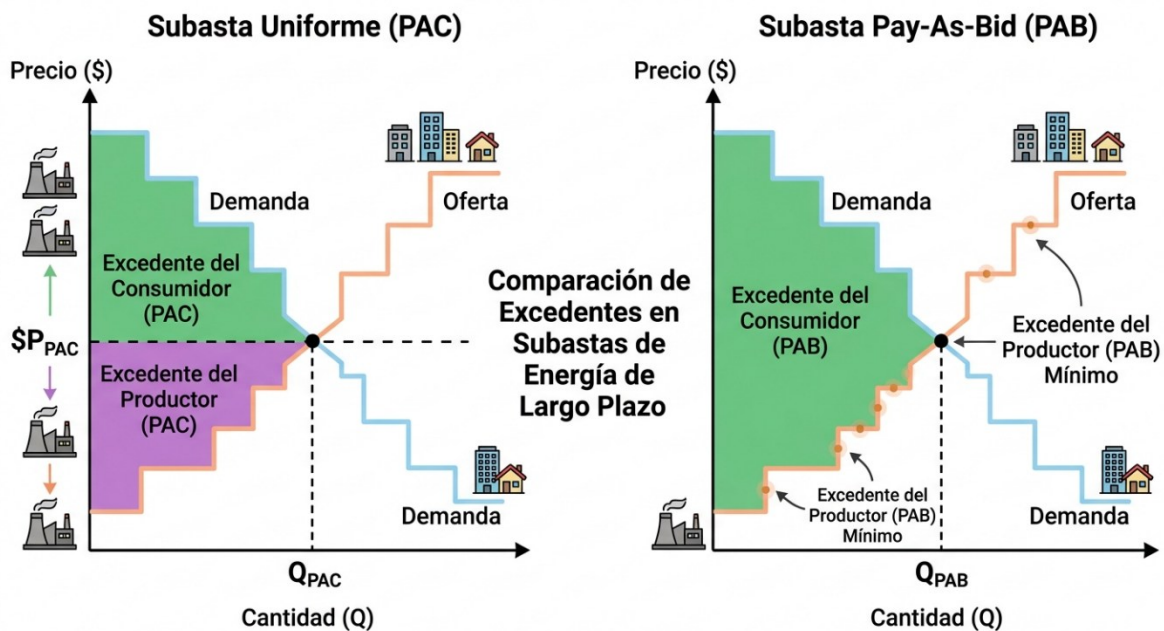
probado ser más robusto contra los incentivos estratégicos indeseables.

### Certeza presupuestal y eficiencia en el costo total de contratación para el comprador

Desde la perspectiva de la demanda regulada (los comercializadores de energía o el sistema centralmente administrado) el mecanismo PAB ofrece una ventaja adicional en términos de costo total de contratación y previsibilidad presupuestal.

Las subastas poseen una gran atracción derivada de su capacidad para determinar precios justos, ya que pueden adaptarse a diversos diseños de mercado y reconocer el valor intrínseco de la energía entregada en diferentes áreas y momentos. Bajo el mecanismo PAB, el costo total pagado por el comprador es la suma de los precios individualmente ofertados por cada proyecto ganador, no el precio del proyecto más caro multiplicado por todos los megavatios contratados como ocurre en el esquema uniforme. Esto puede traducirse en ahorros sustanciales, especialmente cuando existe una dispersión significativa en los costos de los proyectos participantes, situación típica de subastas multi-tecnología. Este ahorro para la demanda se asocia con un mayor excedente del consumidor, el área que se encuentra por debajo de la curva de demanda y sobre el precio que se paga a los generadores. Como se observa en la Figura 1, el excedente del consumidor (ahorro para la demanda) es mayor cuando se utiliza el esquema PAB frente al que caracteriza al esquema PAC.

Figura 1. Comparación de excedentes en subastas



La subasta PAB resulta en la asignación de múltiples unidades del mismo producto con diferentes precios a más de un desarrollador de proyectos. Asignar el volumen a contratar a más de un desarrollador reduce el riesgo de no satisfacer la demanda en caso de que un proyecto no sea completado. Esta diversificación de contraparte es especialmente valiosa para Colombia, donde la historia reciente de subastas de energías renovables ha estado marcada por altas tasas de

incumplimiento post-adjudicación.

### **Diferenciación de ingresos por tecnología y reconocimiento de estructuras de costo heterogéneas**

El mercado colombiano de energía de largo plazo se caracterizará crecientemente por la convivencia de tecnologías con estructuras de costo radicalmente distintas: hidroeléctrica convencional con altos costos fijos y bajo costo variable, solar y eólica con costos variables cercanos a cero, térmica de gas con perfil de costos completamente diferente, y potencialmente almacenamiento con baterías u otros mecanismos. Esta heterogeneidad es un argumento de peso para el mecanismo PAB.

Un enfoque de PAB logra resultados casi de primer óptimo en términos de eficiencia, con sólo un incremento modesto en el costo de contratación por encima del resultado racionalmente óptimo, mientras que enfoques alternativos basados en precio uniforme pueden incurrir en pérdidas de eficiencia significativas.

Esta característica es relevante porque en Colombia los proyectos de energía solar y eólica, cuyo costo marginal es esencialmente cero, se verían desprotegidos bajo el precio uniforme, ya que sus ingresos dependerían del precio del proyecto más costoso en el portafolio contratado. El mecanismo PAB, al remunerar cada proyecto según su propia oferta, permite que proyectos con estructuras de costo muy distintas participen bajo sus propias lógicas financieras, sin distorsionar artificialmente el precio a través de la oferta estratégica.

En situaciones no homogéneas, la naturaleza del producto y la incompletitud del mercado hacen necesario un alto grado de diferenciación de productos; un enfoque de liquidación PAB con asignación optimizada según los requerimientos y los atributos múltiples de la licitación puede resultar preferible resto al esquema PAC.

### **Atracción de nuevos entrantes y reducción de barreras en mercados concentrados**

Las subastas sistemáticas que implican un compromiso con un calendario de largo plazo pueden atraer un mayor número de oferentes, conduciendo a una mayor penetración de energía renovable no hidroeléctrica. El esquema PAB contribuye a este objetivo al permitir que cada proyecto compita exclusivamente sobre la base de sus propios méritos financieros, sin el efecto de “igualación hacia arriba” que caracteriza el precio uniforme.

En mercados como el colombiano, donde los actores incumbentes dominantes tienen información superior sobre los costos del sistema y sobre cuál será el precio de equilibrio, el precio uniforme favorece a quienes tienen mayor capacidad de predicción estratégica. El PAB nivelaría parcialmente esta asimetría, pues el incentivo óptimo para cada oferente es aproximarse a sus costos reales de proyecto más un margen razonable, sin necesidad de realizar esfuerzos por pronosticar el precio de cierre de la subasta para ajustar la estrategia de oferta.

Las subastas para contratar energía de largo plazo con Productores Independientes de Energía (PIE) son el instrumento más común para escalar la inversión privada y el despliegue de fuentes de energía renovable en América Latina y el Caribe; su gran atractivo deriva de su capacidad para determinar precios justos y de su adaptabilidad a diseños de mercado diversos.

### **Experiencia empírica favorable en contextos similares al colombiano**

La evidencia internacional procedente de economías con matrices energéticas similares a la colombiana, dominadas por hidroelectricidad, con alta concentración de mercado y en proceso de transición energética, ofrece respaldo empírico al esquema PAB en contratos de largo plazo.

En Sudáfrica, la primera gran subasta de energías renovables de 2010, que contrató 3.725 MW, utilizó el esquema PAB, logrando diversificar el portafolio y reducir el riesgo de incumplimiento al asignar volúmenes a múltiples desarrolladores. El resultado fue la asignación de múltiples unidades del mismo producto con diferentes precios a más de un desarrollador de proyectos, reduciendo el riesgo de no satisfacer la demanda en caso de que un proyecto no sea completado.

En Brasil, cuya matriz eléctrica también estuvo históricamente dominada por la gran hidroelectricidad, las subastas de energía de largo plazo se han implementado bajo diversas modalidades, y la experiencia con la energía eólica entre 2009 y 2015 indica que el nivel de competencia fue suficiente para asegurar la libre formación de precios, con los precios ajustados por inflación descendiendo un 54% hasta finales de 2012. La combinación de subastas con contratos de largo plazo fue clave para atraer inversores y reducir el costo del capital.

En la literatura especializada sobre la región, *Moreno et al.*<sup>3</sup> (2010) documentan la evolución desde las subastas clásicas de PAB hacia esquemas dinámicos multi-artículo en varios países de Sudamérica, como instrumento para asegurar la inversión en generación y garantizar la adecuación del sistema, lo que subraya la centralidad de este esquema en la historia de la contratación de largo plazo de la región.

El Banco Mundial, en su estudio de referencia<sup>4</sup> de 2011, señala que las subastas de contratos de largo plazo han emergido como un mecanismo exitoso para contratar nueva capacidad de generación, habiéndose utilizado en una gran variedad de arreglos innovadores y mecanismos, incluidas configuraciones con múltiples compradores y vendedores, siendo el PAB el esquema de referencia histórico en los países de la región.

### **Complementariedad con la estructura del Cargo por Confiabilidad**

El mecanismo del Cargo por Confiabilidad en Colombia ya opera bajo una lógica cercana al PAB en su componente de nuevas plantas, puesto que el precio de cierre solo aplica a los proyectos nuevos que ingresan al sistema, y las plantas existentes reciben el precio de cierre de la subasta. Una subasta de energía de largo plazo bajo esquema PAB sería congruente con esta arquitectura regulatoria existente y permitiría construir sobre ella sin introducir fricciones de transición.

En Colombia, la capacidad de generación existente debe ofertar su disponibilidad pero no su precio, de modo que sólo la nueva capacidad fija precios y recibe un contrato de largo plazo. En este sentido, la subasta actúa como un medio de revelar y reducir costos, pero sólo en lo que respecta a las opciones

<sup>3</sup> Moreno, R., Barroso, L.A., Rudnick, H., Mocarquer, S. & Bezerra, B. (2010). Auction Approaches of Long-Term Contracts to Ensure Generation Investment in Electricity Markets. *Energy Policy*, 38(4).

<sup>4</sup> Maurer, L. T. A. & Barroso, L. A. (2011). *Electricity Auctions: An Overview of Efficient Practices*. World Bank Studies. Washington D.C.: The World Bank Group.

de nueva capacidad; las plantas existentes seleccionadas reciben el precio de equilibrio pero sin contrato nuevo. Este diseño híbrido sugiere que el esquema PAB para nuevas instalaciones renovables sería consistente con la filosofía regulatoria vigente.

### **Argumentos complementarios desde la teoría de subastas**

Desde la teoría económica formal, la literatura provee argumentos adicionales de peso. Las subastas PAB pueden ser consideradas como modelos de selección adversa, donde cada productor tiene información privada sobre su costo marginal. Típicamente, los productores con los costos marginales más altos operarán la misma cantidad que en el primer óptimo. Sin embargo, en las subastas de precio uniforme, los productores revelan verazmente su costo marginal, y de esta forma la información anteriormente privada sobre costos se revela al subastador, que así dispone de información completa y perfecta.

Esta asimetría es especialmente relevante para Colombia en el contexto de la contratación de energía firme de largo plazo: bajo el precio uniforme, los generadores de bajo costo podrían ser tentados a revelar sus costos y dejar que el precio lo fije el generador más caro, capturando rentas económicas. Bajo el Pay As Bid, se mitiga este incentivo, reduciendo las transferencias de renta de los compradores hacia los oferentes de bajo costo.

Fabra et al.<sup>5</sup> (2006) demostraron que, en el caso de dos productores, el precio uniforme admite un equilibrio único en estrategias puras, mientras que el PAB conduce a precios de energía más bajos. Este resultado puede ser generalizado para múltiples productores.

### **Consideraciones de riesgo y advertencias de la literatura**

Un análisis riguroso exige reconocer también los límites y riesgos del esquema PAB, documentados por la misma literatura académica.

El principal riesgo es la complejidad estratégica: bajo el mecanismo PAB, cada oferente debe estimar el precio que equilibra su probabilidad de ganar la subasta con la maximización de ingresos, lo que puede elevar los costos de transacción y el riesgo de ofertas excesivamente conservadoras (infladas) o excesivamente agresivas (que comprometan la viabilidad financiera del proyecto). Las subastas PAB requieren que los proveedores realicen pronósticos de mercado para competir, un costo adicional que no está presente en los mercados de precio uniforme ni en la regulación de costo de servicio, y que tiende a incrementar el costo de largo plazo de la generación, trasladándose a los consumidores a través de mayores precios mayoristas.

Por otra parte, investigación empírica sobre el mercado alemán de reserva de potencia sugiere que las subastas PAB no necesariamente reducen los incentivos para la retención estratégica de capacidad y el comportamiento colusivo, y pueden incluso incrementarlos cuando el poder de mercado es elevado y la demanda inelástica. Este hallazgo matiza la conveniencia del esquema y subraya la importancia de que el diseño regulatorio colombiano incorpore mecanismos de vigilancia de mercado y reglas robustas antimanipulación.

<sup>5</sup> Fabra, N., von der Fehr, N.-H. & Harbord, D. (2006). Designing Electricity Auctions. The RAND Journal of Economics, 37(1), 23–46.

### Síntesis: balance costo-beneficio para el mercado colombiano

Sopesando los argumentos anteriores frente a las características estructurales del mercado colombiano, el balance de conveniencia para el PAB en subastas de energía de largo plazo resulta favorable, bajo las siguientes condiciones específicas:

En primer lugar, la alta concentración del mercado colombiano, con tres empresas controlando más de la mitad de la capacidad, hace que el riesgo de manipulación de precios bajo el esquema de precio uniforme sea más significativo que los costos de complejidad estratégica del PAB. En segundo lugar, la coexistencia de tecnologías con estructuras de costo radicalmente distintas en la transición energética; solar, eólica, hidro, almacenamiento con baterías u otros mecanismos; favorece un esquema que remunera cada proyecto según su propia oferta, sin la distorsión transversal del precio único de equilibrio. En tercer lugar, la experiencia documentada de Colombia y países similares en subastas fallidas o con altas tasas de incumplimiento post-adjudicación sugiere que la diversificación de contraparte que facilita el PAB es un beneficio real, no teórico. Finalmente, como señala el Banco Mundial, el diseño de la subasta debe responder a la naturaleza de la restricción de adecuación y confiabilidad de cada sistema eléctrico específico; para Colombia y Brasil, cuya restricción es disponer de suficientes recursos térmicos e hídricos para garantizar energía firme en periodos de sequía, el diseño del producto contratado y de la regla de precio debe ser coherente con esa lógica de confiabilidad de largo plazo.

### Algoritmo de adjudicación

El algoritmo de adjudicación del mecanismo deberá cumplir con lo definido en el Artículo 14 de la Resolución MME 40178 de 2026, en donde se especifica que el mecanismo deberá estar basado en características de eficiencia y trazabilidad y además, maximizar el beneficio del consumidor.

En el contexto de la presente Resolución, el consumidor está representado por los compradores, luego el algoritmo deberá maximizar el beneficio del comprador. Adicionalmente, como se mencionó anteriormente, la subasta será PAB. Esto quiere decir, que todo el excedente, entendido como la diferencia entre el precio de compra y el precio de venta de cada una de las ofertas adjudicadas, será capturado por el comprador.

Por otro lado, con el fin de garantizar un marco normativo robusto, el algoritmo debe garantizar al menos las siguientes características:

- **Reproducibilidad.** Garantizar que con los mismos datos de entrada al ejecutar el mecanismo, entregue siempre los mismos resultados.
- **Trazabilidad.** Garantizar que haciendo un seguimiento paso a paso se puedan explicar los resultados.
- **Transparencia.** Garantizar que las reglas de adjudicación sean completamente claras y sin ambigüedades
- **Auditabilidad.** Permitir revisión por tercero independiente. Esto implica logs, versionado del algoritmo, archivos de entrada/salida, registro de hora, usuario, parámetros y resultados intermedios

- **Determinista.** Si no se usan sorteos o desempates aleatorios, el algoritmo debe ser completamente determinista. Y si hay componente aleatorio, este debe estar regulado, documentado y con semilla verificable.
- **Robustez.** Debe manejar bien errores de entrada, datos incompletos, ofertas inconsistentes, empates, bloques incompatibles o casos extremos sin colapsar ni producir resultados absurdos.
- **Equidad.** Todos los participantes deben ser tratados bajo las mismas reglas. El algoritmo no debe introducir sesgos ocultos por orden de carga, formato de archivo, redondeos o criterios no publicados.
- **Seguridad.** Debe garantizar que las ofertas no sean alteradas, que los datos estén protegidos, que no existan manipulaciones posteriores y que haya control de acceso.
- **Inmutabilidad de insumos y resultados.** Una vez cerrada la recepción de ofertas, debe quedar congelado el set de entrada. También conviene sellar los resultados oficiales y sus archivos soporte.

Algunos de estos atributos son también parte integral del sistema de información en donde se ejecute el algoritmo de adjudicación.

Para lograr el objetivo y características descritas, es ideal la implementación del algoritmo con modelos de programación lineal, los cuales permiten cumplir cada uno de los requisitos solicitados. El algoritmo puede escribirse como un problema de optimización lineal de la siguiente manera:

$$\max \sum OC_i \cdot compra_i - \sum OV_j \cdot venta_j \quad \text{¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.}$$

La **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, representa la maximización del excedente del consumidor. OC y OV, son las ofertas de compra y venta respectivamente. Las variables de decisión *compra* y *venta*, representan la cantidad adjudicada de cada una de estas ofertas.

Las restricciones que conforman el espacio de solución, es decir, los valores posibles que pueden tomar las variables de decisión se pueden escribir con las siguientes ecuaciones:

$$\sum compra_i = \sum venta_j \quad \text{Ecuación de balance de ofertas}$$

Esta ecuación asegura que la cantidad de energía adjudicada de compra sea igual a la cantidad adjudicada de venta.

$$compra_i = OFERTA\_COMPRA_i \quad \text{Ecuación de máximo para la compra}$$

$$venta_i = OFERTA\_VENTA_i \quad \text{Ecuación de máximo para la VENTA}$$

Estas dos ecuaciones limitan las variables de decisión para que no tomen un valor mayor a la cantidad ofertada.

Adicional a estas ecuaciones, se determina que las variables de decisión sean mayores a cero. Pueden aparecer restricciones adicionales como por ejemplo la restricción de oferta mínima para la venta:

$$venta_i \geq OFERTA\_VENTA\_MINIMA_i$$

Esta ecuación asegura que la adjudicación de cada una de las ofertas de venta sea mayor a una cantidad mínima informada por el agente vendedor. Esta ecuación introduce la necesidad de manejar variables binarias dentro de las ecuaciones, para permitir que algunas ofertas de venta no sean adjudicadas.

Este tipo de algoritmo puede ser solucionado con reglas simples que se aplican en un orden lógico.

Por ejemplo:

Paso 1. Ordenar las ofertas de compra de mayor a menor.

Paso 2. Ordenar las ofertas de venta de menor a mayor.

Paso 3. Adjudicar las ofertas de venta cuyo precio sea menor igual al precio de compra hasta cumplir que la suma de compra sea igual a la suma de venta.

Paso 4. Verificar el cumplimiento del mínimo de venta de la última oferta adjudicada

Paso 5. Fin

Al programar estos pasos se puede comprobar que se llega a la misma solución que el algoritmo de optimización descrito. El subastador será libre de elegir la metodología a utilizar siempre y cuando garantice la solución óptima.

### **1.3. Fecha de inicio de los contratos de largo plazo**

La experiencia derivada de las subastas de contratos de largo plazo CLPE 02-2019 y CLPE 03-2021 evidencia que los plazos originalmente previstos para la entrada en operación de los proyectos adjudicados han resultado insuficientes para una parte significativa de las iniciativas, particularmente aquellas basadas en fuentes no convencionales de energía renovable.

En la subasta CLPE 02-2019 se adjudicaron 9 proyectos (6 eólicos y 3 solares), con una capacidad total aproximada de 1.375 MW y una energía cercana a 10.186 MWh-día. No obstante, a la fecha, ninguno de los proyectos adjudicados ha entrado en operación comercial, lo que refleja las dificultades asociadas al desarrollo de proyectos de gran escala, especialmente los eólicos, que dependen de la disponibilidad oportuna de infraestructura de transmisión, procesos ambientales complejos y condiciones sociales particulares en sus áreas de influencia.

De manera similar, en la subasta CLPE 03-2021 se adjudicaron 11 proyectos solares, con una capacidad total aproximada de 796,3 MW y una energía cercana a 4.595,67 MWh-día (incluyendo el mecanismo complementario). De estos proyectos, únicamente 6 han iniciado operación comercial, sumando aproximadamente 448 MW, lo que representa cerca del 56% de los proyectos adjudicados y apenas el 21% de la capacidad total adjudicada entre ambas subastas.

En conjunto, entre las subastas de 2019 y 2021 se adjudicaron 2.171,2 MW en 20 proyectos solares y eólicos, de los cuales solo una fracción ha logrado entrar en operación dentro de los plazos inicialmente previstos. Esta situación pone de manifiesto que los horizontes temporales definidos en procesos anteriores no han sido plenamente consistentes con la realidad del desarrollo de proyectos renovables en el país, en particular cuando concurren riesgos asociados a licenciamiento ambiental, consulta previa, disponibilidad de infraestructura de conexión, cierre financiero y ejecución de obras.

En este contexto, la definición de una fecha de inicio de obligaciones contractuales a partir del 1 de enero de 2030, y de manera alternativa el 1 de enero de 2035 para el Producto 1, constituye una medida orientada a alinear las señales de política pública con las capacidades reales de desarrollo del mercado, reducir el riesgo de incumplimientos contractuales y promover una participación más amplia y sostenible de agentes en los procesos de contratación de energía a largo plazo. Esta aproximación busca fortalecer la confiabilidad del mecanismo, garantizar el cumplimiento efectivo de las obligaciones y contribuir al desarrollo ordenado de la nueva capacidad de generación requerida por el sistema eléctrico.

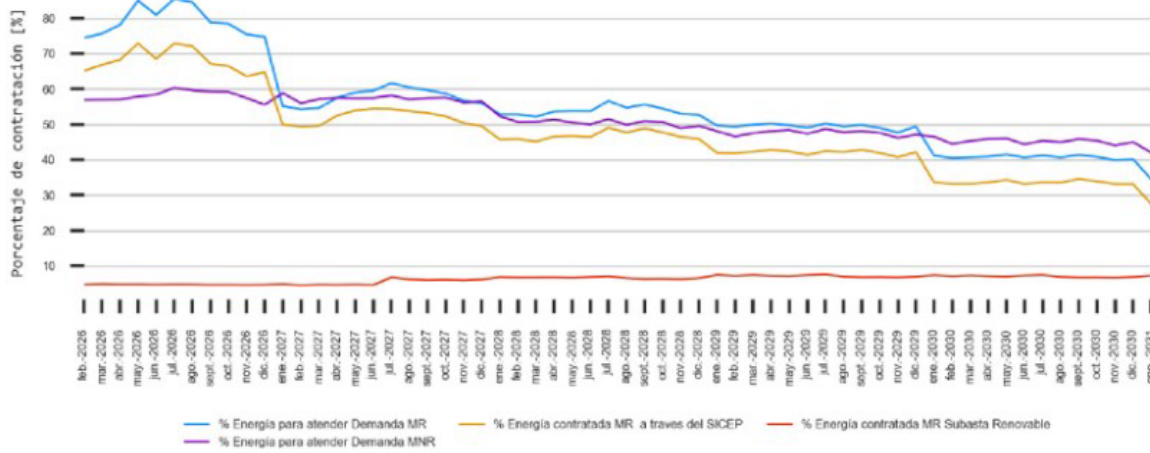
La definición de la fecha de inicio de las obligaciones contractuales a partir del 1 de enero de 2030 responde a la necesidad de alinear los plazos contractuales con los tiempos reales requeridos para el desarrollo, estructuración financiera, construcción y entrada en operación de los proyectos de generación que respaldarán los contratos de energía a largo plazo. En particular, los proyectos basados en FNCER y aquellos que requieren infraestructura de conexión al SIN demandan horizontes de planeación amplios, asociados a procesos de licenciamiento ambiental, permisos sectoriales, cierre financiero y disponibilidad de activos de transmisión, por lo que esta fecha contribuye a mitigar riesgos de incumplimiento, incentivar la participación de agentes y asegurar que la energía contratada provenga efectivamente de nueva capacidad.

Por otra parte, las proyecciones oficiales elaboradas por XM en el informe mensual del mercado publicado en enero de 2026, como se muestra en la Figura 2, a partir de enero de 2027 y de forma más pronunciada hacia enero de 2030, los niveles de energía contratada disminuyen significativamente respecto a la demanda proyectada, tanto en el Mercado Regulado - MR como en el Mercado No Regulado - MNR. Esto genera escenarios en los cuales un porcentaje creciente de la demanda quedaría expuesta al precio bolsa.

Esta tendencia evidencia un riesgo estructural, la demanda no tendrá contratos suficientes para cubrir su consumo, aumentando su vulnerabilidad frente a condiciones hidrológicas adversas, volatilidad del precio de bolsa, y ciclos de precios elevados.

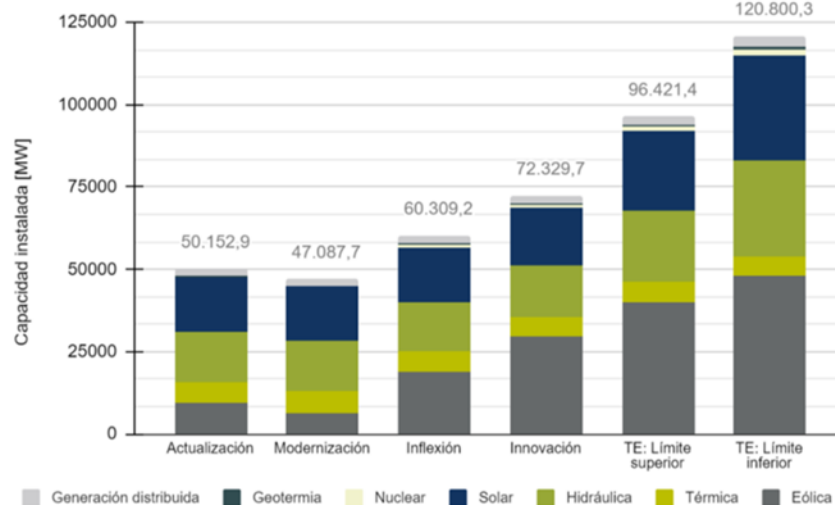
Adicionalmente, para el Producto 1, correspondiente al suministro de energía durante las 24 horas del día, se establece de manera alternativa un inicio de obligaciones el 1 de enero de 2035, reconociendo que este producto es pensado para proyectos renovables de tecnologías emergentes y soluciones complementarias para garantizar la entrega continua de energía. Esta diferenciación frente a los Productos 2, 3 y 4, concentrados en franjas horarias específicas entre las 08:00 y las 22:00 horas, resulta consistente con los perfiles de generación asociados y permite una adecuada asignación de riesgos, mayor eficiencia en la estructuración contractual y una señal clara al mercado, en línea con los objetivos de confiabilidad, viabilidad y planeación de largo plazo del sector eléctrico.

*Figura 2. Proyección del porcentaje de cobertura de demanda*



Fuente: XM, Informe general del mercado, ene. 2026.

*Figura 3. Capacidad instalada para cada escenario de planeación PEN 2022-2052 Fuente: UPME, 2023*



Finalmente, en línea con lo anterior, tal como lo evidencia la planeación de más largo plazo que realiza la UPME (Plan Energético Nacional 2022-2052) muestra que tecnologías como la geotermia, la eólica costa afuera, nuclear, biomasa, entre otras, deben empezar a desarrollarse antes de 25 años para todos los escenarios, ver Figura 3. Por lo que, se espera una curva descendente de precios por tecnología de acuerdo con los niveles de penetración de cada fuente de generación y la misma mejora tecnológica.

#### 1.4. Definición de la Propuesta de Productos para los Contratos de largo plazo

El mecanismo de contratación de largo plazo incorpora la definición de diferentes productos de energía con el propósito de reconocer las características técnicas y operativas de las distintas tecnologías de generación y permitir una participación más eficiente de los recursos disponibles en el sistema eléctrico.

En particular, las tecnologías de generación presentan perfiles de producción diferenciados asociados a la disponibilidad del recurso energético primario, así como capacidades distintas para gestionar la entrega de energía a lo largo del tiempo. En este contexto, la estructuración de productos diferenciados permite que el mecanismo de subasta capture de manera más adecuada dichas características, promoviendo una competencia más eficiente entre tecnologías y evitando que las diferencias en los perfiles de generación se traduzcan en desventajas estructurales dentro del proceso competitivo.

Adicionalmente, la definición de productos específicos facilita la incorporación de tecnologías emergentes, tales como los SAEB, los cuales permiten gestionar de manera más flexible la entrega de energía al sistema, contribuyendo a mejorar la capacidad de integración de fuentes renovables variables y a optimizar el uso de la infraestructura eléctrica existente.

De esta manera, la diferenciación de productos dentro del mecanismo permite reconocer el valor que distintos tipos de recursos pueden aportar al sistema eléctrico, promoviendo una asignación más eficiente de los contratos de largo plazo y facilitando la diversificación de la matriz de generación.

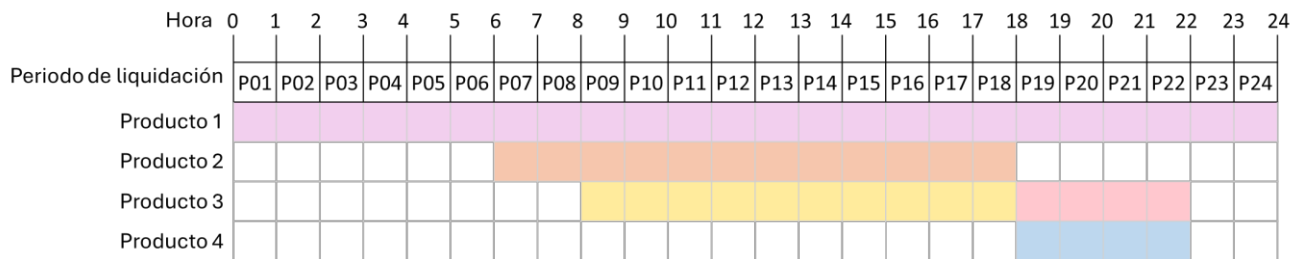
Asimismo, la participación de recursos que incorporan almacenamiento contribuye a aumentar la flexibilidad operativa del sistema, permitiendo desplazar energía hacia periodos en los cuales esta resulta más necesaria para el abastecimiento de la demanda. Esto resulta particularmente relevante en un contexto de creciente penetración de fuentes renovables variables, en el cual los sistemas de almacenamiento pueden desempeñar un papel fundamental en la gestión de la variabilidad y en el fortalecimiento de la seguridad energética del país.

En este sentido, la estructuración del mecanismo mediante productos diferenciados busca promover la participación de diferentes tecnologías de generación y soluciones de almacenamiento, favoreciendo una transición energética ordenada, eficiente y compatible con los objetivos de confiabilidad, sostenibilidad y competitividad del sistema eléctrico colombiano.

Para efectos del análisis técnico, se emplea una desagregación horaria, la cual permite evaluar la competitividad económica y operativa de distintas configuraciones tecnológicas. No obstante, los productos definidos en la resolución corresponden a estructuras contractuales integradas, cuya finalidad es atender diferentes perfiles de oferta y demanda del sistema, razón por la cual la referencia a periodos horarios se utiliza únicamente como instrumento analítico para facilitar la comprensión del diseño del mecanismo para la definición de los productos. En la Figura 4 se muestra la definición de horas y periodos de liquidación que se especifican en la Resolución.

En coherencia con los objetivos de diversificación tecnológica, eficiencia económica y seguridad de abastecimiento del SIN, el mecanismo de contratación de largo plazo se estructura a partir de productos diferenciados de suministro de energía. Cada uno de estos productos responde a perfiles específicos de generación, demanda y riesgo operativo, y tiene como finalidad facilitar la participación ordenada de las FNCER, así como de tecnologías complementarias, bajo esquemas contractuales que reflejen sus atributos técnicos y económicos. A continuación, se presenta la descripción y justificación técnica de cada uno de los productos definidos en el mecanismo.

*Figura 4. Horas de los productos y periodos de liquidación*



### 1.4.1. Producto 1 “Producto plano”

El Producto 1 corresponde a contratos de suministro de energía con cobertura durante las veinticuatro (24) horas del día, orientados a atender perfiles de demanda relativamente planos y a facilitar la participación de tecnologías de generación con capacidad de entrega continua y predecible. Este producto contribuye a la estabilidad del sistema al garantizar una provisión constante de energía, reduce la exposición de los agentes demandantes a la volatilidad del mercado de corto plazo y permite una asignación eficiente de riesgos entre las partes contractuales. Asimismo, este producto favorece la participación de proyectos con altos niveles de disponibilidad y respaldo operativo, fortaleciendo la seguridad de abastecimiento del SIN.

Desde una perspectiva económica y tecnológica, el diseño de este producto resulta consistente con la naturaleza de tecnologías capaces de suministrar energía de forma continua o con perfiles firmes, tales como la geotermia, la generación nuclear, la generación eólica offshore, así como combinaciones de fuentes renovables con almacenamiento. Estas tecnologías presentan, en general, mayores tiempos de maduración, mayores requerimientos de inversión y estructuras de costos distintas a las tecnologías renovables variables convencionales.

De acuerdo con estimaciones internacionales de costos nivelados de energía (LCOE), como las presentadas por Lazard<sup>6</sup> en su análisis más reciente, estas tecnologías presentan rangos de costos que reflejan tanto su capacidad de entrega firme como su mayor intensidad de capital. En particular:

- La geotermia presenta costos del orden de 66 a 109 USD/MWh, con altos factores de capacidad cercanos al 90%, lo que la convierte en una fuente idónea para suministro continuo.
- La energía eólica offshore presenta costos entre 70 y 157 USD/MWh, asociados a una mayor estabilidad del recurso frente a la eólica terrestre y a su capacidad de generación en diferentes periodos del día.
- La energía nuclear presenta costos superiores, en rangos aproximados de 141 a 220 USD/MWh, pero con la ventaja de ofrecer generación base continua y altamente predecible.
- Las soluciones híbridas (renovables + almacenamiento) presentan costos intermedios que permiten acercarse a perfiles de suministro firmes, al habilitar el desplazamiento de energía entre periodos horarios.

<sup>6</sup> <https://www.lazard.com/research-insights/levelized-cost-of-energyplus-lcoeplus/>

Estos rangos de costos evidencian que las tecnologías que pueden participar en el Producto 1 no necesariamente compiten únicamente por costo marginal, sino por su capacidad de proveer energía firme, continua o gestionable, lo cual es un atributo fundamental para este tipo de producto.

En este contexto, la posibilidad de establecer una fecha alternativa de inicio de obligaciones hacia 2035 resulta consistente con las características de estas tecnologías, las cuales requieren:

- mayores plazos de estructuración financiera y cierre de inversiones,
- procesos de licenciamiento y desarrollo más complejos,
- tiempos de construcción más extensos,
- y, en algunos casos, maduración tecnológica adicional en el contexto nacional.

La inclusión de este horizonte temporal ampliado permite no excluir tecnologías que, aunque más intensivas en capital, aportan atributos clave de firmeza, estabilidad y complementariedad al sistema, y que resultan consistentes con las necesidades de expansión del sistema eléctrico en el mediano y largo plazo.

En consecuencia, el Producto 1 no solo habilita la participación de tecnologías tradicionales con capacidad de generación continua, sino que también envía una señal de política pública orientada a diversificar la matriz de generación, incorporar tecnologías firmes de bajas emisiones y promover soluciones tecnológicas que contribuyan a la confiabilidad del sistema eléctrico colombiano en el largo plazo.

#### 1.4.2. Producto 2 “Curva solar”

El Producto 2 corresponde a contratos de energía a largo plazo dirigidos exclusivamente a proyectos de generación solar fotovoltaica. Este producto se estructura para reflejar las características técnicas propias de este recurso, cuya generación se concentra en horas diurnas y presenta un perfil horario variable a lo largo del día.

Con el fin de incorporar esta característica dentro del mecanismo de contratación, el producto se basa en la utilización de un Factor Solar Horario, definido por el Ministerio de Minas y Energía y aplicable a todas las plantas solares fotovoltaicas que participen en este producto. Este factor se expresa como un valor entre cero (0) y uno (1) para cada uno de los periodos de liquidación comprendidos entre las 06:00 y las 18:00 horas, y representa la proporción de energía que puede ser contratada en cada hora del día en función del comportamiento típico del recurso solar.

El Factor Solar Horario será publicado en los Pliegos y Bases de Condiciones Específicas del mecanismo y será utilizado por el Subastador para la validación de las ofertas de venta y para la estructuración de los contratos horarios correspondientes al Producto 2, lo cual se explicará más adelante en el presente documento. A manera exclusivamente ilustrativa, el Factor Solar Horario podría presentar un perfil como el que se muestra en la Tabla 3.

Este tipo de perfiles refleja el comportamiento típico de la generación solar, caracterizado por un incremento progresivo de la producción durante la mañana, un máximo cercano al mediodía y una disminución gradual hacia el final de la tarde.

*Tabla 3. Ejemplo ilustrativo Factor Solar Horario*

<b>Hora</b>	<b>Factor Solar Horario</b>
6:00	0,05
7:00	0,10
8:00	0,30
9:00	0,55
10:00	0,75
11:00	0,85
12:00	0,90
13:00	0,85
14:00	0,70
15:00	0,50
16:00	0,25
17:00	0,10

De esta manera, el Producto 2 permite que la contratación de energía solar se realice de forma consistente con el perfil natural de disponibilidad del recurso, facilitando la participación de proyectos fotovoltaicos en el mecanismo y promoviendo una incorporación eficiente de este tipo de generación al Sistema Interconectado Nacional.

#### **1.4.3. Producto 3 “hibrido”**

Para efectos del análisis técnico y económico que sustentó el diseño del Producto Híbrido, el Ministerio empleó como referencia un esquema representativo de generación solar fotovoltaica con Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías (SAEB), dado que esta configuración permite ilustrar de manera clara las eficiencias esperadas en términos de perfil horario y optimización de costos.

No obstante, es importante precisar que el ejercicio metodológico realizado en la presente memoria no limita el alcance del Producto Híbrido definido en la resolución. En el acto administrativo se establece expresamente que dicho producto podrá ser atendido por cualquier tecnología de generación que incorpore un SAEB y cumpla las condiciones técnicas previstas en los requisitos de participación.

#### **Descripción del Producto 3 de la subasta: Suministro de Energía con Sistemas Híbridos (Solar + SAEB)**

El producto a subastar consiste en un volumen de energía diaria, expresado en Megavatios-hora por día (MWh/día), el cual debe ser garantizado y suministrado a través de sistemas de generación híbrida que integren tecnología Solar Fotovoltaica y SAEB.

### Estructura de los Bloques Horarios

La cantidad total de energía diaria adjudicada a cada proyecto deberá ser entregada obligatoriamente dividida en los siguientes dos bloques horarios:

- **Bloque Diurno:** Comprendido entre las 08:00 horas y las 18:00 horas (duración de 10 horas continuas).
- **Bloque Nocturno:** Comprendido entre las 18:00 horas y las 22:00 horas (duración de 4 horas continuas).

### Reglas de Asignación y Perfil de Entrega (Condiciones para el PPA)

La proporción porcentual exacta en la que se repartirá la energía diaria total adjudicada entre ambos bloques será definida y comunicada oficialmente en etapas posteriores del proceso.

Independientemente de la proporción que se defina, para efectos de la estructuración, firma y ejecución de los Contratos de Compraventa de Energía (PPA), la porción de energía asignada a cada bloque horario deberá subdividirse y entregarse de manera uniforme (perfil plano) durante cada una de las horas que componen dicho bloque.

### Ejemplo Ilustrativo de Asignación y Liquidación Horaria (Producto 3)

Para efectos de claridad sobre el perfil de entrega requerido, se presenta el siguiente escenario hipotético de adjudicación:

- Energía Total Adjudicada al Proyecto: 100 MWh/día.
- Porción de Asignación (Hipotética): 60% de la energía para el Bloque Diurno y 40% de la energía para el Bloque Nocturno.

Bajo este escenario, las obligaciones de entrega horaria que quedarán plasmadas en el contrato PPA se estructurarán como se muestra en la Tabla .

### Interpretación del Ejemplo:

El vendedor tendrá la obligación contractual de inyectar a la red exactamente 6 MWh durante cada una de las 10 horas correspondientes al bloque diurno, y exactamente 10 MWh durante cada una de las 4 horas correspondientes al bloque nocturno, cumpliendo así con la entrega total de los 100 MWh/día adjudicados mediante un perfil horario plano dentro de cada bloque.

*Tabla 4. Ejemplo de obligaciones de entrega de energía horaria.*

Bloque Horario	Franja Horaria	Duración	Energía Total Asignada al Bloque	Obligación de Entrega Horaria (PPA)
<b>Diurno</b>	08:00 a 18:00 h	10 horas	60 MWh (60% de 100 MWh)	6 MWh en cada hora del bloque
<b>Nocturno</b>	18:00 a 22:00 h	4 horas	40 MWh (40% de 100 MWh)	10 MWh en cada hora del bloque

### Análisis de Factibilidad Técnica

Con el fin de presentar cómo un proyecto híbrido puede ofertar en el Producto 3 de la subasta, en esta sección se presentan algunos análisis operativos de proyectos hipotéticos. El análisis consiste en entender si un proyecto híbrido en particular puede gestionar su operación con el fin de maximizar la energía a ofertar en ambos bloques horarios del Producto 3, mientras garantiza un ingreso estable por venta de su energía en los contratos PPA.

Para todos los análisis en este documento, se considera un perfil solar de un proyecto hipotético de 180 MW que produce 777.32 MWh/día después de 10 años de construido, donde se ha materializado una degradación del sistema.

#### Producto 3: 90% bloque día y 10% bloque noche

Como se observa en la Tabla 5 consolidada a continuación, el dimensionamiento del SAEB define drásticamente la cantidad de energía que un parque puede comprometer para la firma de un PPA.

Al analizar los Proyectos 1 y 2, notamos que, a pesar de contar con el mismo parque solar (180 MW) y haber invertido en distintas capacidades de almacenamiento (118 MWh frente a 177 MWh), ambos poseen restricciones que únicamente les permiten extraer 300 MWh/día de la totalidad de la energía del sistema solar (777.3 MWh/día). Su configuración no les permite sacar un mayor provecho a la planta bajo las reglas del Producto 3. En estos proyectos se tiene producción solar alta en algunas horas del día que no se alcanza a emplear en su totalidad. Por ejemplo, en instantes de producción de hasta 120 MW solares, se inyectan 27 MW como compromiso del PPA y otros 25 MW para carga del SAEB. Esto significa que se deben verter casi 60 MW en esta situación. Una mayor capacidad de carga del SAEB es esencial para lograr evitar vertimientos solares significativos.

Por el contrario, el Proyecto Optimizado demuestra que tiene un diseño más adecuado para las reglas del Producto 3. Manteniendo los mismos 180 MW de capacidad solar, pero implementando un SAEB diseñado específicamente para este perfil (con una capacidad de descarga de 81 MW, equivalente al 45% del sistema fotovoltaico, y 4 horas de almacenamiento), el proyecto tiene un desempeño significativamente mejorado. Esta configuración le permite comprometer y comercializar 753.6 MWh/día (un incremento superior al 150% frente a los otros casos), garantizando el cumplimiento de las reglas de energía de los bloques.

*Tabla 5. Resumen de asignación de energía por proyecto para el Producto 3 (90% Día / 10% Noche)*

Proyecto	Configuración (Solar + SAEB)	Energía Total	Bloque Día (08:00–17:59)	Bloque Noche (18:00–21:59)
<b>1</b>	Solar: 180 MW SAEB: 118 MWh / 29.5 MW	<b>300 MWh/día</b>	270 MWh (27 MWh/h)	30 MWh (7.5 MWh/h)
<b>2</b>	Solar: 180 MW SAEB: 177 MWh / 29.5 MW	<b>300 MWh/día</b>	270 MWh (27 MWh/h)	30 MWh (7.5 MWh/h)
<b>optimizado</b>	Solar: 180 MW SAEB: 324 MWh / 81 MW	<b>753.6 MWh/día</b>	678.2 MWh (67.8 MWh/h)	75.4 MWh (7.5 MWh/h)

**Producto 3: 70% bloque día y 30% bloque noche**

En este apartado se analiza el desempeño de los proyectos operando bajo unas nuevas proporciones exigidas para el Producto 3, incrementando significativamente la obligación de entrega durante el periodo sin recurso solar.

Como se evidencia en la Tabla 6 consolidada, exigir que el 30% de la energía comprometida se entregue en el bloque nocturno penaliza significativamente a las configuraciones desbalanceadas. En este escenario, el Proyecto 1 apenas logra comprometer 241.4 MWh/día. El Proyecto 2, a pesar de tener una batería de mayor capacidad (177 MWh), debe verter energía dada la baja capacidad de carga del SAEB, logrando ofertar solo 344.1 MWh/día. Como en el caso anterior, en ambos casos, el diseño restringe la comercialización de la generación solar disponible durante el día.

En contraste, el Proyecto Optimizado demuestra cómo una reconfiguración técnica enfocada en el requerimiento nocturno cambia por completo la viabilidad financiera del activo. Al implementar un SAEB con mayor robustez (capacidad de descarga de 72 MW, equivalente al 40% del sistema fotovoltaico, y 6 horas de almacenamiento), el proyecto es capaz de desplazar eficientemente grandes volúmenes de energía. Esto le permite comprometer un total de 742.6 MWh/día, más del doble que el Proyecto 2, cumpliendo a cabalidad con el perfil de 70% diurno y 30% nocturno sin incurrir en vertimientos.

*Tabla 6. Resumen de asignación de energía por proyecto para el Producto 3 (70% Día / 30% Noche).*

Proyecto	Configuración (Solar + SAEB)	Energía Total	Bloque Día (08:00– 17:59)	Bloque Noche (18:00– 21:59)
<b>1</b>	Solar: 180 MW SAEB: 118 MWh / 29.5 MW	<b>241.4 MWh/día</b>	160 MWh (16.9 MWh/h)	72.4 MWh (18.1 MWh/h)
<b>2</b>	Solar: 180 MW SAEB: 177 MWh / 29.5 MW	<b>344.1 MWh/día</b>	240.9 MWh (24.1 MWh/h)	103.2 MWh (25.8 MWh/h)
<b>optimizado</b>	Solar: 180 MW SAEB: 324 MWh / 72 MW	<b>742.6 MWh/día</b>	519.8 MWh (52 MWh/h)	222.8 MWh (55.7 MWh/h)

El Tabla 7 presenta una comparativa del desempeño operativo de distintas configuraciones de proyectos híbridos (solar más almacenamiento) frente al compromiso de entregar una fracción específica de su energía contratada durante el bloque nocturno, evaluando escenarios del 10% y 30%. En ella se detalla el volumen de energía aportado directamente por la generación solar frente a la energía suministrada mediante la descarga del sistema de baterías para cumplir con el PPA. Además, ilustra qué porcentaje del potencial solar total de cada proyecto logra ser comercializado de manera efectiva (Fracción de Energía PPA) y cuánta energía se ve obligada a desperdiciarse.

*Tabla 7. Comparación de métricas de los proyectos híbridos ante dos configuraciones diferentes del Producto 3 de la subasta.*

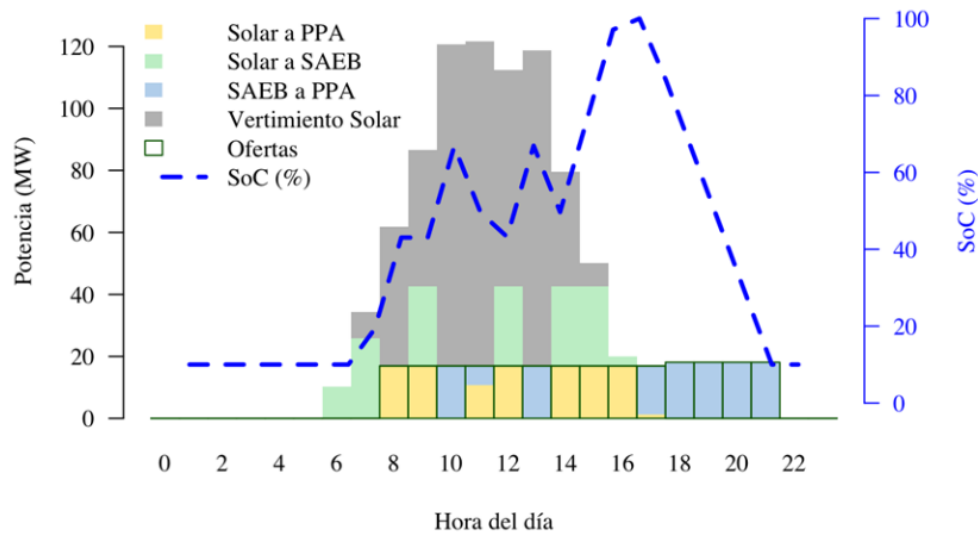
Fracción B3	Proy	Part. Solar	Part. SAEB	Vertimiento	Frac. Energía PPA
10%	1	185.6 MWh/día	114.4 MWh/día	464.7 MWh/día	38.6%
	2	211.4 MWh/día	88.6 MWh/día	464.7 MWh/día	38.6%
	Opt.	540.1 MWh/día	213.5 MWh/día	<b>0 MWh/día</b>	<b>96.9%</b>
30%	1	113.3 MWh/día	128.1 MWh/día	521.6 MWh/día	31.1%
	2	179.5 MWh/día	164.6 MWh/día	414.9 MWh/día	44.3%
	Opt.	435.3 MWh/día	307.3 MWh/día	<b>0.6 MWh/día</b>	<b>95.5%</b>

Como se evidencia en los resultados, los Proyectos 1 y 2 presentan un desempeño deficiente derivado de un dimensionamiento desbalanceado frente a las exigencias del bloque. Esta falta de optimización genera vertimientos solares masivos (superando los 400 MWh/día) y limita drásticamente la energía que logran contratar, ubicándose por debajo del 45% de su capacidad. Por el contrario, los proyectos con un dimensionamiento óptimo logran gestionar los flujos de energía de manera eficiente: minimizan los vertimientos a niveles cercanos a cero y maximizan el volumen de energía comprometida en el PPA (superando el 95%).

En consecuencia, un dimensionamiento adecuado de la planta híbrida no solo es fundamental para maximizar la eficiencia energética técnica, sino que es esencial para optimizar la estructura de costos e ingresos (por PPAs) del sistema híbrido. Al alinear correctamente la capacidad de generación y el tamaño del almacenamiento, los desarrolladores pueden evitar el sobredimensionamiento ineficiente de equipos —mitigando gastos de capital (CAPEX) innecesarios— y pueden asegurar la viabilidad y competitividad financiera de su oferta en la subasta.

**Dinámica Operativa - Análisis Operativo Proyecto 1**

*Figura 5. Operación Proyecto 1 (perfil solar noviembre).*



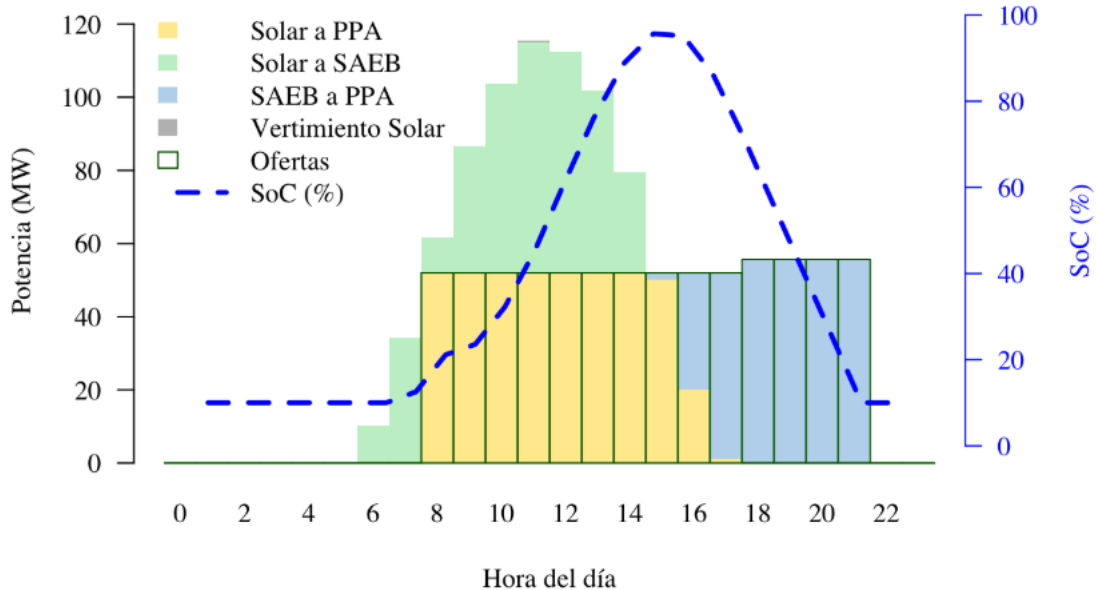
Como se mencionó previamente, el modelo encuentra que entre las 6:00 y 8:00 am se emplea la producción solar para cargar parcialmente el SAEB. Esto permite que el proyecto pueda ofertar potencia firme a partir de las 8 am usando la producción solar en conjunto con descarga de la batería. La Figura 5 muestra la entrega de energía solar al PPA, la estrategia de carga (Solar a SAEB) y descarga (SAEB a PPA), el vertimiento y el SoC del SAEB para el mes de noviembre (mes con menor producción solar) para el Proyecto 1 ofertando energía en el Producto 3 configurado con 70% de energía para el bloque diurno y 30% para el bloque nocturno.

Como se discutió previamente, este proyecto presenta altos niveles de vertimiento dada la incapacidad del SAEB de absorber más energía solar del día. Y si lo hiciera, no tendría la capacidad de entregar el 30% de energía exigido por el Producto 3 en este caso. Dadas las condiciones operativas mencionadas, el SAEB es gestionado de manera que esté 100% cargado a las 17:00 h para iniciar descarga uniforme (SAEB a PPA) hasta las 22:00 h.

### **Análisis Operativo Proyecto Optimizado**

Este proyecto tiene un dimensionamiento del SAEB de mayor tamaño con respecto al Proyecto 1. La estrategia operativa también consiste en cargar el SAEB con producción solar entre 6:00 y 8:00 h. Y posteriormente, es posible cargar el SAEB mientras se entrega energía a la red para cumplir con el PPA según la Figura 6. Las 6 horas de almacenamiento son requeridas para lograr dar soporte significativo al sistema solar entre las 16:00 h y las 18:00 h, además de poder entregar el 30% de la energía horaria uniforme desde las 18:00 h hasta las 22:00 h. En este caso, el SAEB completa un ciclo por día; su ciclo de carga inicia desde las 6:00 h y va hasta las 15:00 h. A partir de este momento, el SAEB inicia su descarga de manera estratégica para cumplir con las reglas del PPA. Adicionalmente, contrario a lo analizado en 3.1, el dimensionamiento del SAEB relativo al sistema solar es adecuado, pues evita vertimientos y se maximiza la contratación para el Producto 3.

*Figura 6. Operación Proyecto Optimizado (perfil solar noviembre).*



### Supuestos de los Ejercicios de Modelación

- Tanto al inicio como al final del día, el SAEB tiene un estado de carga del 10%.
- Se asume una tasa de degradación del sistema fotovoltaico del 1% anual.
- Se asume una tasa de degradación del SAEB del 1.47% anual. Se modela esta misma degradación tanto en la capacidad de almacenamiento como en la capacidad de descarga.
- Se considera una eficiencia de ida y vuelta (roundtrip efficiency) del 90% para el SAEB.
- Se modela la operación del sistema híbrido en el año 10 de operación con la degradación correspondiente a ese momento.
- El perfil solar empleado corresponde a un perfil unitario de un sistema fotovoltaico operativo en Colombia para un mes de noviembre (mes de menor producción solar al año), donde se tiene un factor de planta del 18%.

**Aviso Importante / Nota Aclaratoria**

Los resultados, tablas y análisis técnicos y financieros expuestos en esta sección tienen un propósito estricta y exclusivamente ilustrativo. En ningún caso esta información constituye una indicación, directriz, ni representa una recomendación oficial sobre cómo un participante debe dimensionar sus equipos, estructurar su esquema de costos o formular su oferta dentro del proceso de subasta.

El único objetivo de este ejercicio teórico es brindar a los interesados la máxima claridad posible respecto al funcionamiento, las reglas de cumplimiento horario y la mecánica general del Producto 3. Cada participante es el único y exclusivo responsable de realizar sus propios análisis de prefactibilidad, modelamientos técnicos y evaluaciones financieras para determinar la configuración óptima, la viabilidad y la estrategia comercial de sus respectivos proyectos.

#### **1.4.4. Producto 4 “Hora Punta”**

El Producto 4 se define como un contrato de energía a largo plazo orientado a la cobertura de la demanda en las horas de mayor exigencia del SIN, específicamente durante el periodo comprendido entre las 18:00 y las 22:00 horas. En este producto podrán participar proyectos de generación existentes que incorporen Sistemas de Almacenamiento de Energía en Baterías – SAEB u otras tecnologías de almacenamiento dentro de sus activos de generación.

La definición de este producto reconoce que una parte relevante de la capacidad instalada existente cuenta con infraestructura que puede ser adaptada o complementada mediante almacenamiento, permitiendo desplazar energía desde horas de menor costo hacia las franjas de mayor demanda y mayor estrés operativo del sistema. De esta manera, el Producto 4 habilita una respuesta eficiente y de rápida implementación frente a las necesidades de cobertura de la punta, sin requerir exclusivamente el desarrollo de nuevos proyectos de generación.

Desde la perspectiva de la demanda y de los agentes comercializadores, este producto permite adquirir energía específicamente orientada a mitigar la exposición a precios elevados durante las horas pico, fortaleciendo la gestión del riesgo de precio y contribuyendo a la estabilidad del suministro. Al mismo tiempo, para los generadores existentes, el Producto 4 genera una señal económica clara para la incorporación de almacenamiento como mecanismo de flexibilidad y respaldo operativo.

En consecuencia, el Producto 4 complementa los demás productos del mecanismo al focalizarse en la atención directa de la punta de demanda, promoviendo el uso eficiente del parque de generación existente, incentivando inversiones en almacenamiento y contribuyendo a la seguridad y confiabilidad del SIN en escenarios de alta exigencia operativa.

#### **1.5. Incentivo para la entrada temprana de los proyectos adjudicados**

La inclusión de un incentivo para la entrada temprana en operación de los proyectos adjudicatarios del mecanismo de contratación de largo plazo tiene como objetivo promover la aceleración voluntaria del desarrollo de los proyectos, sin afectar las condiciones económicas ni contractuales definidas en el proceso de adjudicación.

La Resolución permite a las partes, de común acuerdo, anticipar la fecha de inicio de las obligaciones contractuales reconoce que algunos proyectos pueden superar de manera más ágil las etapas de licenciamiento, cierre financiero, construcción y conexión al Sistema Interconectado Nacional. En estos casos, habilitar el inicio anticipado de obligaciones permite aprovechar de forma eficiente la disponibilidad temprana de nueva capacidad de generación, contribuyendo oportunamente al abastecimiento del sistema eléctrico.

Este incentivo resulta particularmente relevante en un contexto en el que la experiencia de subastas anteriores ha evidenciado retrasos significativos en la entrada en operación de los proyectos adjudicados. Al permitir que los proyectos que logren materializarse antes del plazo previsto puedan extender proporcionalmente la duración del contrato, se genera una señal positiva al mercado para mejorar la gestión de riesgos, optimizar cronogramas y fortalecer la disciplina en la ejecución de los proyectos, sin imponer obligaciones adicionales a aquellos agentes que requieran el plazo completo originalmente definido.

Adicionalmente, el diseño del incentivo preserva la estabilidad y transparencia del mecanismo, en la medida en que la modificación de la fecha de inicio de obligaciones no altera las condiciones adjudicadas de precio, cantidades, fecha de finalización ni demás elementos esenciales del contrato, y no requiere autorización previa del Ministerio de Minas y Energía, sin embargo, si permite la modificación del precio, siempre y cuando este valor sea menor al adjudicado. De esta forma, se promueve la flexibilidad contractual necesaria para capturar eficiencias operativas, manteniendo la neutralidad competitiva y la integridad del proceso de contratación.

En conjunto, este incentivo contribuye a mejorar la confiabilidad del abastecimiento, facilitar la incorporación temprana de nueva capacidad de generación y reforzar los objetivos de eficiencia y planeación de largo plazo del sector eléctrico, alineando los intereses de los adjudicatarios con las necesidades del sistema.

### **1.6. Actualización del precio del contrato en contratos de largo plazo**

El mecanismo de subasta convocado mediante esta Resolución establece la celebración de contratos de energía a largo plazo entre Vendedores y Compradores del Mercado de Energía Mayorista, con una duración de quince (15) años y un precio ofertado en pesos colombianos por kilovatio hora [COP\$/kWh]. En este tipo de contratos, la definición de un esquema adecuado de actualización del precio resulta determinante para la viabilidad financiera de los proyectos y para la asequibilidad de la energía para los usuarios finales.

A partir del análisis técnico y de las observaciones recibidas, el Ministerio adoptará un esquema de indexación 100% al Índice de Precios del Productor (IPP) – Oferta Interna (DANE) para el componente correspondiente al precio de la oferta de venta, por las siguientes razones:

- Índice oficial, público y verificable: Su trazabilidad facilita la aplicación, seguimiento y auditoría del ajuste, atendiendo los requerimientos de claridad planteados por los participantes.
- Consistencia con la práctica contractual del sector: El IPP es el indexador predominante en contratos y esquemas de actualización del mercado eléctrico colombiano; en consecuencia, su adopción aprovecha una referencia ampliamente conocida y aceptada por agentes y

financiadores, favoreciendo la estandarización y reduciendo fricciones en la implementación.

- Coherencia con la denominación y liquidación del contrato (COP/kWh): asegura que el ajuste del precio se realice en la misma moneda del contrato, promoviendo claridad y consistencia en la aplicación contractual.

## 1.7. Proyectos que pueden participar en el mecanismo

### 1.7.1. Evaluación económica de la expansión

Con el fin de orientar la estructuración del mecanismo de contratación de energía de largo plazo y definir las tecnologías de generación que pueden participar en el mismo, el Ministerio de Minas y Energía consideró los resultados del Plan Indicativo de Expansión de Generación 2025-2039 elaborado por la UPME, así como ejercicios de análisis económico del desarrollo óptimo del sistema eléctrico nacional.

El Plan Indicativo de Expansión de la Generación 2025-2039, recientemente publicado por UPME para comentarios, proporciona escenarios sobre el desarrollo futuro de la capacidad generadora del Sistema Interconectado Nacional que muestran la participación deseable de las diversas tecnologías en la expansión del sistema. Este plan examina la expansión futura de la capacidad de generación a partir de un escenario de referencia que parte de la capacidad existente y de la expansión fija comprometida en las subastas ya realizadas. Adicionalmente presenta tres escenarios alternativos que incorporan progresivamente nueva capacidad generadora de diferentes tecnologías, con plantas operadas con Fuentes no Convencionales de Energía Renovable (FNCER) e incluyendo las conexiones aprobadas en la Guajira (con Colectora 2 en servicio a partir de 2027). También considera supuestos de prospectiva tecnológica para la inclusión de nueva capacidad convencional (hidroeléctricas y termoeléctricas a gas) y el retiro parcial de generación a carbón. Cada escenario se evalúa bajo dos condiciones de demanda (demanda media y una demanda alta con condición de Intervalo de Confianza superior al 68%).

Figura 7. Identificación de la expansión indicativa. Fuente UPME

Recurso/ Tipo	Cap Inst MW	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	Exp Ese MW
Menores	1,389	11	3													1,403
Hidráulica	12,237			1,200						250	200					13,887
Carbón	1,613				-275*											1,338
Gas	3,027			172**			400			400						3,999
Líquidos	1,072			-112*												960
Eólico	32		10	549	401	867			418		50		1,000			3,327
Solar	1,850	213	1,929	2,315			250			1,220	700					8,477
Solar GD	52	301	382	468	515	562	571	556	498	502	421	372	378	320	243	6,139
	21,271															39,530

\*Retiro de las plantas térmicas (ver Tabla 6).

\*\*Integración de una planta de 200MW y el retiro de Termoyopal2 28MW (ver Tabla 6).

Para identificar las tecnologías de generación y los proyectos que se podrían llegar a comprometer en las subastas futuras del MME, y evaluar su conveniencia económica para el país, se examinó el escenario con demanda media (con crecimiento anual promedio del 2.55% hasta 2039), el cual se caracteriza por requerir una participación importante de nuevas plantas FNCER (principalmente eólicas y solares), la menor capacidad de conexión en la Colectora 2 (1 TW) y la posible participación de nueva generación a gas e hidroeléctricas medianas. Adicionalmente, y en virtud de la importante reducción del

Capex en las baterías de litio que ha experimentado el mercado en los últimos años, este trabajo examinó la opción de plantas solares híbridas. La figura 7 resume la identificación de la expansión indicativa por tecnología identificada en el Plan de UPME para este escenario.

### Clasificación de las tecnologías participantes en la expansión

Para obtener indicadores sobre el atractivo económico de las tecnologías participantes en la expansión, se partió de un catálogo de proyectos candidatos conformado por las diferentes tecnologías identificados en el Plan para la expansión del sistema y se procedió a:

- Caracterizar los perfiles horarios probabilísticos de generación, CAPEX, OPEX y parámetros técnicos básicos de las tecnologías candidatas, a saber: solares, solar híbrida, eólicas, PCH, hidráulicas y térmicas a gas.
- Aplicar un modelo de optimización para identificar y verificar una aproximación de la expansión óptima del sistema de generación durante el período de interés (2030-2039). En particular, el modelo minimizó el valor presente del costo total utilizando una técnica de programación entera mixta que permitió incluir variables enteras que representaron las decisiones de inversión en nuevas centrales y variables continuas que representaron el despacho de energía y los costos variables de las centrales generadoras. El modelo identifica la secuencia temporal de instalación de nuevas plantas generadoras que minimizan el valor presente de los costos totales de abastecimiento de la demanda futura de electricidad. Estos incluyen los costos de inversión futuros en nuevas plantas de generación y su transmisión asociada, los costos operativos (combustibles, operación y mantenimiento y de emisión de dióxido de carbono en plantas nuevas y existentes) y los costos de la energía no suministrada.
- El modelo se aplicó al período 2026 – 2039 a nivel mensual y con los 4 bloques de demanda horaria considerados para la subasta. Se representaron 10 escenarios probabilísticos coherentes con esta granulación, previamente establecidos con proyecciones horarias asociadas a 100 series de igual probabilidad de ocurrencia obtenidas para las centrales que operan con energía renovable variable (hidroeléctricas y FNCR).

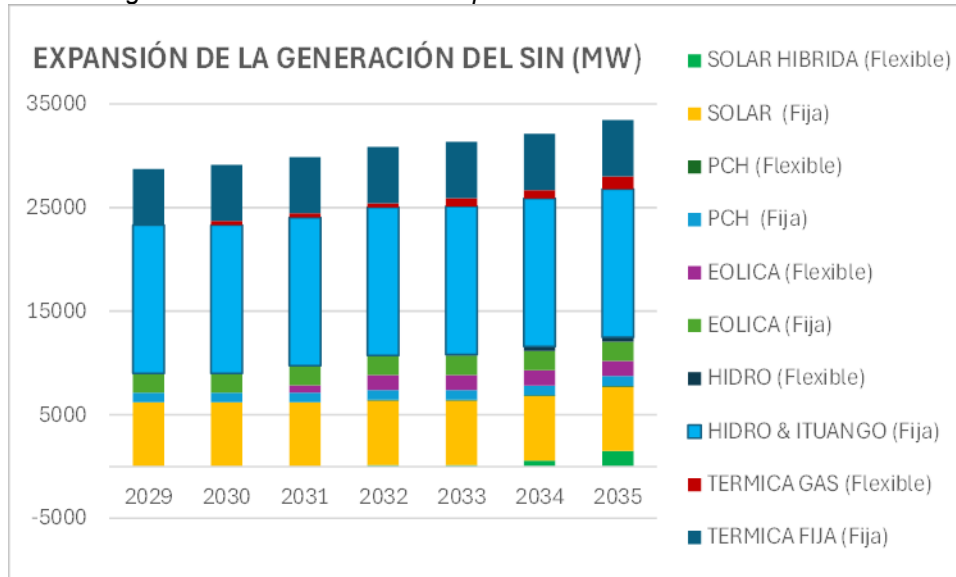
Con los resultados obtenidos en la modelación de la expansión se examinó en detalle: i) el desarrollo del sistema de generación del SIN, y ii) los proyectos seleccionados por el modelo hasta 2035, los cuales podrían ser de interés para la subasta. La Figura 8 resume por tecnologías y para el período 2030-2035, el desarrollo de la capacidad generadora del SIN considerando la capacidad de la expansión fija que podría participar en las subastas y la expansión flexible requerida por el sistema que también podría participar en las subastas. Este es un desarrollo indicativo de la generación futura que representaría el menor costo total para atender la demanda futura.

Con las proyecciones obtenidas, y considerando la generación de las nuevas plantas potencialmente participantes en la expansión, se procedió a estimar el atractivo económico de la generación proporcionada por cada tecnología.

Se procesó un caso base referencial con el itinerario de expansión óptima de la generación incluyendo la participación de todas las tecnologías susceptibles de participar (solares, solar híbrida, eólicas, pch's, hidráulicas y térmicas a gas). Se obtuvieron los costos anuales totales de inversión anual equivalente en las nuevas centrales, los costos operativos de combustibles, operación y mantenimiento, los costos

de la energía no suministrada totales y se cuantificó el valor presente de los mismos con una tasa de descuento anual del 10%.

Figura 8. Identificación de la expansión indicativa. Fuente UPME



Adicionalmente se procesaron seis casos con proyecciones similares adicionales, cada uno de ellos sin una participación incremental de generación de las plantas asociadas a cada una de las tecnologías de interés (ΘG) y se cuantificaron los respectivos costos anuales y su valor presente para cada caso.

Figura 9. Resumen del valor presente comparativo

CONCEPTO	CASO BASE	CASOS SIN LA EXPANSIÓN DE 100 MW EN					
		SOLARES	HIBRIDAS	EOLICAS	PCH's	HIDROS	TERMICAS
COSTO TOTAL (USD MILLONES)	16,514	16,528	16,606	16,935	16,643	16,660	17,083
GENERACIÓN INCREMENTAL (GWH)		1,183	1,437	2,494	2,538	1,954	1,033
BENEFICIO NETO INCREMENTAL (USD/MWH)		11	64	168	51	75	550

Finalmente se obtuvo un indicador del beneficio neto económico para el país asociado a cada tecnología por MWh suministrado al sistema, calculado como:

$$\text{Indicador} = (\text{Vr. P. de costos totales "sin" el } \Theta G - \text{Vr. P. de costos totales "con" el } \Theta G) / \Theta G$$

La Figura 9 resume el valor presente comparativo de los costos totales para el sistema "con" y "sin" cada suministro ΘG, la generación incremental de cada una de las 6 tecnologías evaluadas y el indicador obtenido para cada una de ellas (en USD/MWh).

Del análisis mostrado se puede concluir:

- Los costos de las tecnologías de generación candidatas a la expansión y la complementariedad entre sus patrones de generación, y con los del sistema de generación ya instalado, permiten

estimar su expansión óptima indicativa de mínimo costo e identificar un paquete de plantas para ser progresivamente instalado durante el período 2030-2035. Esta expansión incluye principalmente centrales generadoras de las siguientes tecnologías: solares, solar híbrida, eólicas, PCH's, hidráulicas y térmicas a gas.

- Cada tecnología tiene un potencial diferente de contribución a los beneficios atribuibles al desarrollo óptimo del sistema. Las térmicas (a gas), con una capacidad limitada, proporcionan un alto beneficio en la expansión, lo cual se explica por su contribución en energía firme para garantizar el suministro de la demanda futura ante eventos de sequía y a su flexibilidad para el suministro de la demanda en punta. El desarrollo de esta tecnología se puede enfocar hacia su participación en las Subastas de OEF.
- También es apreciable el beneficio de las hidroeléctricas y eólicas por su contribución con una energía económica, pero con limitaciones de firmeza, por lo cual resultan apropiadas para participar tanto en las Subastas de CLP como en las Subastas de OEF.
- Finalmente resalta el menor atractivo económico de las solares lo cual se explica por la apreciable capacidad solar ya instalada y comprometida para entrar en servicio en el sistema y por su falta de generación en las horas de punta. Sin embargo, las híbridas (solares + batería) mejoran notablemente su atractivo económico al suministrar en la noche parte de la energía generada en el día.
- Los resultados indicativos obtenidos presentados anteriormente sugieren el siguiente orden de bondad económica para la participación de las diferentes tecnologías en la Subasta de CLP destinada promover la expansión del sistema durante 2030-2035: (i) Eólicas y PCH's (participantes en el Producto 1); (ii) Solares Híbridas (participantes en el Producto 3); (iii) Solares (participantes en el Producto 2) y (iv) Diversas tecnologías con batería (participantes en el Producto 4).

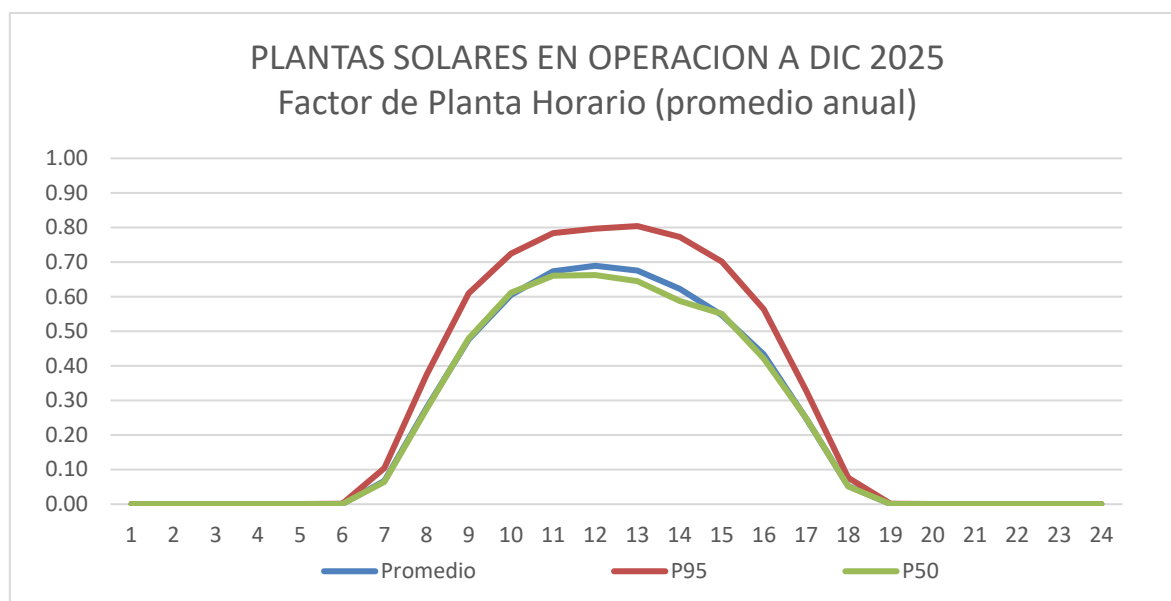
### 1.7.2. Definición de Factores de Energía

Con el fin de asegurar que las plantas de generación que se presenten a la subasta, realicen ofertas razonables, se deben definir factores de energía por tecnología. Este factor será un valor entre 0 y 1, y representa cuanta energía puede entregar una planta de generación de acuerdo con su capacidad efectiva neta declarada (CEN). Estos valores serán usados para calcular la Energía Máxima de Venta Diaria para cada proyecto de generación, que se convertirá en un parámetro obligatorio de cumplir para todas las plantas. Una oferta por encima de estos valores, serpa causal de rechazo de la oferta, según lo definido en la presente resolución.

<b>Tecnología</b>	<b>factor diario [p.u]</b>
<b>Eólica onshore</b>	0.5
<b>Eólica Offshore</b>	0.7
<b>Hidráulica Embalse</b>	0.7
<b>Hidráulica Filo de Agua</b>	0.65
<b>Baterías</b>	1
<b>Geotermia</b>	0.96
<b>Biomasa</b>	0.9

Para eólica, se tomaron valores de referencia del Global Wind Atlas en las zonas de la Guajira para onshore y en el mar Caribe en las zonas previstas para el desarrollo offshore en Colombia. Como se mencionó anteriormente, estos valores no representan valores exactos de factores de planta, se consideran valores razonables con el fin de limitar la cantidad de energía máxima de las ofertas de venta. Para el caso de hidráulica con embalse y filo de agua, se usaron datos históricos de las bases de datos de XM. En geotermia se usaron datos de referencia de tecnología dry steam. Y para biomasa un factor asociado a la disponibilidad del combustible. En la tabla también se incluye un factor para baterías con el fin de considerar profundidad de descarga y/o degradación. En este caso se optó por un valor de 1 para calcular una energía máxima y no limitar la energía de las baterías, aunque se espera que los vendedores consideren la profundidad de descarga y la degradación en sus ofertas.

Para el caso solar fue necesario hacer un análisis más detallado,



En la figura se muestra el resultado de analizar la generación solar de las plantas solares que actualmente operan en Colombia. Con el fin de considerar unos factores que en la medida de lo posible, no limiten ofertas de proyectos ubicados en zonas de alta radiación solar, se optó por elegir el P95 como factor para calcular la energía máxima diaria de los proyectos solares.

### 1.7.3. Factor de distribución de plantas híbridas

Este factor o factores sirven para calcular la Energía Máxima de Venta Diaria del producto 3. En este caso se hicieron múltiples simulaciones de arreglos híbridos de plantas solares y baterías. Se escogió finalmente un factor del 30% para la noche y 70% para el día. Esta distribución tiene dos características interesantes:

- Le entrega a la demanda un producto casi plano en potencia en todos los periodos del producto 3.
- No obliga un tamaño de batería específico.

Cada agente puede elegir el tamaño de la batería que se acomode a su plan de negocio. Cabe recordar que los vendedores podrán participar con la energía excedentaria de un proyecto solar en el producto 2.

#### **1.7.4. Cálculo de la energía máxima de compra diaria**

Con el fin de lograr una pluralidad de agentes de compra en la adjudicación, el MME decidió incluir un parámetro de máxima compra diaria para los agentes comercializadores. Este parámetro es necesario para disminuir el riesgo de contraparte, dada la coyuntura actual que presenta el mercado colombiano en cuanto a la cartera acumulada por parte de los comercializadores. Inicialmente se asoció este máximo de compra con las características de cada comprador, pero finalmente se decidió un único valor de 4000 MWh-d como la cantidad máxima de energía que un comprador puede ofertar en este mecanismo. Este valor se calcula como un valor aproximado al 10% de la demanda del comercializador más grande en Colombia. Este valor garantiza adicionalmente, no limitar a los comercializadores para alcanzar la meta de al menos un 10% de su demanda con energía renovable.

#### **1.7.5. Criterios de elegibilidad de los proyectos a participar**

En la resolución establecen los criterios de elegibilidad de las plantas de generación que podrán participar en el mecanismo de contratación de largo plazo, con el propósito de asegurar que la oferta de energía sea coherente con las características de los productos definidos, promueva la incorporación de nueva capacidad al sistema y garantice condiciones de competencia eficientes entre tecnologías con perfiles operativos comparables.

La diferenciación de participantes por producto responde a la necesidad de alinear los perfiles de generación con las ventanas horarias de suministro asociadas a cada producto, evitando que tecnologías con capacidades operativas distintas compitan en condiciones que puedan generar distorsiones en el proceso competitivo. De esta manera, el diseño del mecanismo permite que cada producto sea atendido por tecnologías que, por su naturaleza técnica, pueden cumplir de forma eficiente con las obligaciones de entrega de energía comprometidas.

Para el Producto 1, asociado al suministro de energía durante las 24 horas del día, se habilita la participación de plantas de generación nuevas a partir de fuentes renovables, así como ampliaciones relevantes de plantas existentes y Autogeneradores a Gran Escala (AGGE) con excedentes.

Esta definición busca ampliar el universo de oferta manteniendo la adicionalidad del mecanismo, permitiendo que nuevas inversiones, ampliaciones sustanciales de capacidad instalada o excedentes de autogeneración puedan respaldar contratos de suministro continuo, sin incentivar la simple reasignación de energía proveniente de capacidad previamente existente en el sistema. Como un antecedente de la consideración particular del incremento en la capacidad de la energía que puede entregar un recurso de generación, se tiene en la regulación del Cargo por Confiabilidad adoptada mediante la Resolución CREG 071 de 2006.

En dicha resolución (incluidas todas normas que le han incorporado modificaciones, adiciones o sustituciones) se establecieron condiciones para que un recurso de generación se pudiera calificar como planta y/o unidad de generación especial luego de habersele practicado una repotenciación. Una de las condiciones allí definidas consiste en que el incremento de Energía Firme para el Cargo por

Confiabilidad por la repotenciación alcance un valor mayor o igual al 40%. Una repotenciación implica un incremento de Capacidad Efectiva del recurso como consecuencia de una intervención en la infraestructura existente. Por esta razón, se encuentra razonable y válido determinar que para el Producto 1 podrán participar, como segunda posibilidad, plantas de generación existentes con infraestructura adicional a la existente para la incorporación de nueva capacidad de generación que entre en operación comercial con posterioridad a la realización del presente mecanismo, siempre que esa nueva capacidad sea equivalente, como mínimo, al cuarenta por ciento (40%) de la Capacidad Efectiva Neta – CEN registrada actualmente ante el ASIC.

En el Producto 2, cuya ventana de suministro se concentra en las horas diurnas, se restringe la participación a plantas solares fotovoltaicas nuevas y AGGE solares con excedentes, dado que el perfil natural de generación de esta tecnología presenta una alta coincidencia con el periodo horario definido para el producto. Esta segmentación busca mejorar la eficiencia del proceso competitivo y asegurar que la energía contratada responda a las condiciones reales de disponibilidad del recurso.

Para los Productos 3 y 4, el diseño del mecanismo reconoce el papel creciente de los sistemas de almacenamiento de energía con baterías (SAEB) como herramienta para gestionar la variabilidad de los recursos renovables y desplazar energía entre diferentes periodos horarios. En este sentido, se exige que las plantas participantes incorporen almacenamiento como parte de sus activos de generación, permitiendo ofrecer energía en las franjas horarias comprometidas con mayor firmeza y flexibilidad operativa. La diferenciación entre proyectos nuevos (Producto 3) y plantas nuevas o existentes (Producto 4) busca, por una parte, incentivar el desarrollo de nuevos proyectos híbridos de generación renovable con almacenamiento y, por otra, facilitar la incorporación de almacenamiento en plantas ya existentes, aprovechando infraestructura instalada para mejorar el perfil horario de la oferta energética del sistema.

El establecimiento de un umbral mínimo de capacidad efectiva neta de 5 MW responde a criterios de eficiencia operativa y económica del mecanismo, al reducir costos transaccionales, facilitar la supervisión contractual y asegurar que los proyectos participantes tengan una escala suficiente para contribuir de manera relevante al abastecimiento del sistema eléctrico.

Se permite la participación de plantas que se encuentren en fase de pruebas de puesta en servicio o pruebas de entrada en operación comercial, de acuerdo con la normativa del Consejo Nacional de Operación (CNO), reconociendo que estas unidades se encuentran en una etapa avanzada de desarrollo y podrán entrar en operación comercial en el corto plazo, lo cual contribuye a ampliar la oferta disponible sin comprometer la viabilidad de cumplimiento de las obligaciones contractuales.

Se establece la exclusión de las plantas que fueron adjudicatarias en las subastas de contratación de largo plazo convocadas mediante las Resoluciones MME 40591 de 2019 y MME 40179 de 2021. Esta restricción busca evitar la duplicidad de beneficios contractuales sobre la misma capacidad de generación, preservar la adicionalidad del mecanismo y garantizar que los nuevos procesos de contratación promuevan efectivamente el desarrollo de nueva oferta energética. Sin embargo, como el objetivo del producto 4 es lograr expansión con SAEB, estas plantas no se excluirán para este producto. En conclusión, la exclusión aplica para productos 1, 2 y 3.

## **1.8. Requisitos habilitantes**

### **Justificación de los requisitos de habilitación para participar en el mecanismo**

Los requisitos de habilitación definidos para los participantes del mecanismo de contratación de largo plazo tienen como objetivo garantizar la seriedad de las ofertas, la viabilidad técnica y regulatoria de los proyectos y la capacidad legal y financiera de los agentes para asumir las obligaciones contractuales derivadas del proceso de adjudicación. En este sentido, dichos requisitos buscan reducir riesgos de incumplimiento, mitigar asimetrías de información entre los participantes y asegurar que las ofertas presentadas correspondan a proyectos con un nivel adecuado de maduración y viabilidad.

La verificación de los requisitos de habilitación por parte del Subastador permite filtrar proyectos o agentes que no cuenten con condiciones mínimas para participar en el mecanismo, garantizando la transparencia del proceso competitivo y fortaleciendo la credibilidad del mecanismo de contratación de largo plazo como instrumento para promover el desarrollo de nueva capacidad de generación y asegurar el abastecimiento energético del país.

### **Requisitos aplicables a los Vendedores**

Los requisitos habilitantes aplicables a los vendedores tienen como finalidad acreditar la viabilidad técnica, regulatoria y ambiental de las plantas de generación que respaldarán las ofertas de energía. En este sentido, se establecen tres posibles mecanismos de acreditación: la presentación del concepto de conexión aprobado por la autoridad competente, la certificación de asignación de energía firme o la acreditación del cumplimiento de los trámites ambientales correspondientes.

La inclusión de estos mecanismos alternativos de habilitación busca reconocer los diferentes niveles de maduración de los proyectos de generación, permitiendo la participación tanto de proyectos en desarrollo avanzado como de plantas que ya cuentan con obligaciones de energía firme asignadas. De esta manera, se amplía el universo de oferta sin comprometer la viabilidad técnica ni la capacidad de cumplimiento de las obligaciones contractuales.

El requisito de contar con concepto de conexión aprobado tiene como objetivo verificar la factibilidad técnica de conexión de las plantas al Sistema Interconectado Nacional, asegurando que la capacidad ofertada corresponda a proyectos que cuentan con una posibilidad real de conexión a la red de transmisión. Por su parte, la acreditación de asignación de energía firme permite habilitar proyectos que ya han sido evaluados previamente dentro de los mecanismos de confiabilidad del sistema eléctrico, mientras que la acreditación del cumplimiento de trámites ambientales busca asegurar que los proyectos participantes cuentan con avances suficientes en su proceso de desarrollo regulatorio.

La exigencia adicional de trámites ambientales para las plantas cuyo punto de conexión fue asignado con anterioridad al 30 de noviembre de 2021 busca incentivar el avance efectivo de los proyectos que cuentan con capacidad de conexión asignada desde hace varios años, evitando que dicha capacidad sea utilizada para participar en el mecanismo sin evidenciar avances reales en el desarrollo del proyecto.

Por otra parte, la flexibilización de estos requisitos para los proyectos que participen en el Producto 1 con fecha de inicio de obligaciones en 2035 reconoce la mayor incertidumbre asociada a horizontes de planeación de largo plazo, en particular en lo relacionado con la expansión de la infraestructura de

transmisión y el desarrollo de proyectos de generación de mayor complejidad. Esta disposición busca evitar barreras de entrada innecesarias y fomentar la participación de nuevas tecnologías o proyectos con periodos de maduración más extensos.

Los requisitos técnicos exigidos a los vendedores tienen como finalidad permitir al Subastador evaluar de manera adecuada las características operativas de las plantas de generación que respaldarán las ofertas, asegurando la consistencia entre la capacidad ofertada y las condiciones técnicas del proyecto. En particular, la declaración de la capacidad efectiva neta, la potencia máxima declarada en el caso de los AGGE y las características técnicas de los sistemas de almacenamiento permiten verificar la coherencia entre la oferta presentada y las capacidades reales de los recursos de generación.

En cuanto a los requisitos administrativos, estos buscan garantizar que los participantes cuentan con la capacidad legal para desarrollar actividades de generación de energía eléctrica y asumir las obligaciones derivadas del mecanismo de contratación. La exigencia de estar constituido como Empresa de Servicios Públicos Domiciliarios (E.S.P.) responde a lo dispuesto en la normativa vigente para la prestación del servicio público de energía eléctrica en el país.

No obstante, con el fin de facilitar la participación de nuevos inversionistas y proyectos en desarrollo, se permite que las personas jurídicas que aún no estén constituidas como E.S.P. participen mediante la figura de promesa de sociedad futura, siempre que se comprometan a constituir la correspondiente empresa de servicios públicos en caso de resultar adjudicatarias. Esta disposición busca mantener el cumplimiento del marco legal vigente sin restringir innecesariamente la participación de nuevos agentes en el mecanismo.

Adicionalmente, la exigencia de presentar una oferta vinculante e irrevocable, así como la constitución de garantías de seriedad, tiene como propósito asegurar el compromiso efectivo de los participantes con las ofertas presentadas y reducir el riesgo de comportamiento oportunista durante el proceso competitivo.

En el caso de los AGGE, se exige la existencia de un contrato de representación con un agente generador registrado en el Mercado de Energía Mayorista, con el fin de garantizar que las obligaciones comerciales y operativas derivadas de la adjudicación puedan ser gestionadas adecuadamente dentro de la estructura del mercado eléctrico.

### **Requisitos aplicables a los Compradores**

Los requisitos aplicables a los compradores tienen como objetivo asegurar que las entidades que participan en el mecanismo cuentan con la capacidad legal, financiera y operativa para asumir compromisos de compra de energía de largo plazo. En este sentido, se exige que los compradores estén constituidos como empresas de servicios públicos domiciliarios en Colombia, en coherencia con el marco normativo que regula la comercialización de energía eléctrica.

De igual manera, la exigencia de presentar ofertas vinculantes e irrevocables y de constituir garantías de seriedad busca asegurar la firmeza de la demanda que participa en el mecanismo, evitando comportamientos estratégicos que puedan afectar la formación eficiente de precios o la estabilidad del proceso de adjudicación.

Se introduce una disposición que busca facilitar la participación de proyectos que contemplen la incorporación posterior de sistemas de almacenamiento de energía, reconociendo que la integración de estos sistemas puede realizarse en etapas posteriores del desarrollo del proyecto de generación. De esta manera, se permite que los proyectos puedan habilitarse inicialmente con base en los requisitos asociados a la planta de generación, sin perjuicio de que el sistema de almacenamiento cumpla posteriormente con los trámites regulatorios, ambientales y técnicos aplicables.

Finalmente se reconoce que los proyectos que incorporan almacenamiento pueden requerir condiciones particulares de conexión y operación dentro del sistema eléctrico, razón por la cual se establece que las características específicas relacionadas con el punto de conexión para el Producto 3 serán definidas en los pliegos y bases del proceso por parte del Subastador.

### **1.9. Ofertas de Compra**

Las ofertas de compra representan la disposición de los Compradores a adquirir energía a largo plazo mediante contratos derivados del presente mecanismo. Estas ofertas se expresan en términos de cantidad de energía diaria (MWh-día) y precio máximo dispuesto a pagar (COP/kWh).

El uso del término MWh-día permite representar la energía total asociada a cada producto en un día, la cual posteriormente es desagregada en obligaciones horarias de acuerdo con la estructura específica del producto adjudicado. Este enfoque facilita la participación de los compradores al permitir que la decisión de compra se realice sobre un volumen agregado de energía, sin requerir que estos definan directamente perfiles horarios de consumo.

Adicionalmente, los compradores pueden presentar ofertas diferenciadas según el tipo de mercado al que atienden (regulado o no regulado), así como para uno o varios de los productos definidos en el mecanismo. Esto permite que los agentes ajusten su estrategia de contratación a las características de su portafolio de demanda y a las necesidades específicas de cobertura de cada segmento de mercado.

El precio de compra corresponde al valor máximo que el comprador está dispuesto a pagar por la energía en el mecanismo. Este precio actúa como una señal de disposición a pagar y es utilizado por el algoritmo de adjudicación para determinar la asignación eficiente de la energía entre compradores y vendedores.

No obstante, el valor ofertado por el comprador no corresponde necesariamente al precio final del contrato. De acuerdo con el diseño del mecanismo, los contratos se celebran bajo un esquema pay as bid, en el cual el precio del contrato corresponde al precio ofertado por el vendedor cuya oferta resulte adjudicada, siempre que este sea igual o inferior al precio máximo declarado por el comprador.

De esta manera, el precio de compra define el límite superior que el comprador está dispuesto a pagar, mientras que el precio efectivo del contrato corresponde al valor ofertado por el vendedor adjudicado.

### **1.10. Oferta de Venta**

Las ofertas de venta corresponden a las propuestas presentadas por las plantas de generación a través de los Vendedores que buscan participar en el mecanismo de contratación a largo plazo. Estas ofertas se expresan en términos de cantidad de energía diaria a vender (MWh-día) y precio de venta (COP/kWh), parámetros que son utilizados por el algoritmo de adjudicación para determinar la

asignación eficiente de los contratos.

Al igual que en el caso de las ofertas de compra, la cantidad ofertada se expresa en energía diaria total, lo que permite representar de manera agregada la energía asociada al producto correspondiente. Posteriormente, la energía adjudicada se desagrega en obligaciones horarias conforme al perfil definido para cada producto.

Adicionalmente, las ofertas de venta incorporan una cantidad mínima de venta, la cual representa al volumen mínimo de energía que el vendedor está dispuesto a aceptar en caso de resultar adjudicado. Este parámetro permite reflejar restricciones técnicas, operativas o económicas de las plantas de generación, evitando que se asignen volúmenes de energía que no resulten viables para el participante.

### 1.11. Criterios de desempate

Con el propósito de garantizar una asignación eficiente, transparente y consistente con los objetivos del mecanismo de contratación a largo plazo, se establece un criterio de desempate que prioriza la hora de llegada de la oferta en la plataforma del Subastador, aplicable a los escenarios en los que se presenten ofertas con igualdad de precios que puedan resultar adjudicables. Con el fin de ilustrar la aplicación de los criterios de desempate definidos para el mecanismo de contratación de largo plazo, se presenta el siguiente caso hipotético:

#### Caso 1 – Desempate entre ofertas de compra

Supóngase que, durante la ejecución del mecanismo, tres agentes comercializadores presentan ofertas de compra para un mismo producto, todas al mismo precio ofertado como se muestra en la Tabla 8.

*Tabla 8: Ejemplos de ofertas de compra*

<b>Agente comercializador</b>	<b>Precio ofertado (COP/kWh)</b>	<b>Hora de llegada de la oferta</b>
Comercializador A	95	10:05 a.m.
Comercializador B	95	10:11 a.m.
Comercializador C	95	10:20 a.m.

En este caso, conforme a las reglas del mecanismo, las ofertas de compra que presenten el mismo precio se priorizan de acuerdo con su orden de llegada. En consecuencia, la oferta del Comercializador A tiene prioridad sobre la de los comercializadores B y C.

#### Caso 2 – Desempate entre ofertas de venta

Supóngase ahora que dos proyectos de generación presentan ofertas de venta para un mismo producto al mismo precio ofertado como se muestra en la Tabla 9.

*Tabla 9: Ejemplos de ofertas de venta*

<b>Planta generadora</b>	<b>Precio ofertado (COP/kWh)</b>	<b>Hora de llegada de la oferta</b>
Planta X	88	09:40 a.m.
Planta Y	88	09:55 a.m.

En este caso, conforme a las reglas del mecanismo, las ofertas de venta que presenten el mismo precio se priorizan de acuerdo con su orden de llegada. En consecuencia, la oferta de la Planta X tiene prioridad sobre la de la Planta Y.

### **1.12. Rechazo de ofertas**

Se establece las causales de rechazo de ofertas dentro del mecanismo de contratación de largo plazo, con el propósito de garantizar la transparencia, consistencia y disciplina del proceso competitivo, así como asegurar que las ofertas presentadas correspondan a compromisos técnicamente viables y financieramente respaldados por los participantes.

En primer lugar, se establecen causales relacionadas con el cumplimiento de los requisitos de habilitación y de los pliegos y bases de condiciones, con el fin de asegurar que únicamente participen en el mecanismo agentes que cumplan las condiciones técnicas, legales y financieras requeridas para asumir obligaciones contractuales de largo plazo.

Adicionalmente, se incluyen causales orientadas a evitar inconsistencias entre las ofertas presentadas y la capacidad real de los participantes para cumplirlas, tales como aquellas relacionadas con la garantía de seriedad de la oferta, la energía máxima de venta de las plantas de generación y la energía máxima de compra de los agentes compradores. Estas reglas buscan prevenir comportamientos estratégicos o especulativos que puedan afectar la eficiencia del proceso competitivo o generar riesgos de incumplimiento en etapas posteriores del contrato.

La definición de una Energía Máxima de Venta Diaria para las plantas de generación tiene como propósito asegurar la coherencia técnica entre la energía ofertada y la capacidad real de producción de los proyectos, evitando comportamientos especulativos y reduciendo el riesgo de incumplimientos derivados de ofertas que superen la capacidad efectiva de generación.

De igual manera, se establecen límites asociados a precios mínimos de venta por tecnología y precios máximos de compra, con el objetivo de preservar la racionalidad económica del mecanismo, evitar ofertas artificialmente bajas o altas que distorsionen el resultado del proceso y proteger el adecuado funcionamiento del mercado eléctrico.

El precio mínimo de oferta de venta, tiene el propósito de garantizar que las ofertas de los agentes vendedores reflejen costos mínimos razonables y eviten precios destructivos o estrategias que distorsionen el proceso competitivo. Ello busca asegurar la viabilidad financiera de los proyectos participantes en el proceso, la eficiencia de la subasta y la seguridad del suministro pues evita la presentación de ofertas que no cubran costos básicos o que busquen manipular el resultado de la subasta. Su justificación se resume como sigue:

- Contribuyen a preservar una competencia efectiva pues reducen incentivos a prácticas predatorias y aseguran que la competencia se dé entre ofertas técnica y económicamente viables.
- Coadyuvan a una mayor transparencia en el proceso pues al existir se busca que los participantes establezcan parámetros reales para sus ofertas, incentivando la evaluación de riesgos y facilitando el acceso al financiamiento para los nuevos proyectos.
- Evitan distorsiones regulatorias y de mercado pues contribuyen a que las señales de precio sean

representativas del costo real de suministro y de la inversión requerida.

- Protegen la sostenibilidad del suministro en el mercado pues evitan que precios artificialmente bajos lleven a retiros de proyectos no financiables, afectando la confiabilidad del sistema, al disminuir la probabilidad de que adjudicatarios no puedan cumplir contratos por haber ofertado por debajo de umbrales financieros sostenibles.

Por otro lado, el Precio máximo de compra tiene el propósito principal de evitar precios excesivos para el mercado regulado por eventuales rentas monopólicas, incrementos en el costo del abastecimiento y distorsión de las señales de inversión en el mercado eléctrico. Su justificación se resume como sigue:

- Protege a la demanda regulada pues limita la exposición de los consumidores finales a precios que superen niveles razonables para los contratos de largo plazo, manteniendo tarifas y previsibilidad financiera para la cadena comercializadora.
- Preserva la competitividad de la subasta pues evita que actores con capacidad de mercado impongan precios excesivos aprovechando posiciones dominantes; contribuye a que la subasta refleje competencia efectiva entre oferentes.
- Proporciona señales de precio coherentes para inversión pues la implementación de un techo razonable ayuda a que las adjudicaciones recompensen eficiencia y no rentas extraordinarias, facilitando evaluación regulatoria y credibilidad del proceso.

Mediante este umbral se busca capturar las condiciones técnicas y económicas asociadas a los proyectos nuevos y recientes de generación realizados en el país, lo cual constituye una referencia para los procesos de subasta. Resulta también pertinente observar cómo se prevé que el sistema eléctrico colombiano evolucionará hacia una menor participación de la generación hidroeléctrica, ocasionada por el incremento en la instalación de nueva capacidad de otras tecnologías de generación, como son las FNCER. Históricamente la expansión de la capacidad generadora del Sistema Interconectado Nacional ha sido determinada principalmente por requerimientos de energía para atender la demanda diaria en épocas de sequía y con apoyo del despacho flexible de una suficiente capacidad de las hidroeléctricas y las termoeléctricas existentes, y no tanto por requerimientos de potencia para atender la demanda en las horas de punta.

Sin embargo, hacia el futuro se estima que las necesidades de expansión tenderán progresivamente hacia mayores requerimientos de capacidad y de servicios complementarios para satisfacer la demanda en las horas de punta, lo cual implica mayores costos de la generación eléctrica asignables al suministro en estas horas. Por esta razón una consideración importante para la selección del precio máximo de compra es la flexibilización de un mayor precio para las compras de energía para los bloques de punta, lo cual para este mecanismo se ha optado por internalizarlos dentro de un solo precio para cada producto (y en específico para el producto 3). Para aplicaciones futuras del mecanismo podrá implementarse la opción de mayores precios para el bloque de punta, lo cual facilitaría la participación, entre otros, de proyectos híbridos con baterías al facilitarles el cubrimiento de los mayores costos fijos que les implica garantizar la generación en las horas de punta.

Con el fin de garantizar la eficiencia económica, la viabilidad técnica de las ofertas y la adecuada asignación de riesgos dentro del mecanismo de contratación de largo plazo, la presente resolución define una serie de parámetros que establecen límites a las cantidades de energía y a los precios que pueden ser ofertados por los participantes. Estos parámetros buscan asegurar que las ofertas presentadas reflejen condiciones reales de generación y consumo, evitar comportamientos estratégicos

que puedan distorsionar el resultado del mecanismo y reducir riesgos de incumplimiento durante la ejecución de los contratos.

### **Energía máxima de compra diaria**

La Energía Máxima de Compra Diaria establece un límite a la cantidad de energía que cada comprador puede comprometer en el mecanismo durante la vigencia de los contratos. Este parámetro tiene como finalidad asegurar que las ofertas de compra reflejen necesidades reales de abastecimiento de energía y se mantengan consistentes con la capacidad de demanda o de comercialización del agente comprador.

La incorporación de este límite contribuye a prevenir situaciones de sobrecontratación que puedan generar riesgos en el cumplimiento de las obligaciones comerciales o trasladar ineficiencias al mercado. Asimismo, favorece una distribución más equilibrada de la demanda entre los participantes del mecanismo y reduce el riesgo de concentración excesiva en la adjudicación de contratos.

### **Energía máxima de venta diaria**

La Energía Máxima de Venta Diaria corresponde al límite de energía que una planta de generación puede comprometer dentro del mecanismo, calculado a partir de sus características técnicas, su capacidad efectiva neta, su disponibilidad esperada y parámetros representativos de la tecnología de generación.

Este parámetro busca garantizar la coherencia entre la energía ofertada y la capacidad real de producción de los proyectos, evitando que los agentes presenten ofertas por cantidades de energía superiores a las que razonablemente pueden generar. De esta manera, se mitigan riesgos asociados a comportamientos especulativos o a sobreofertas de energía que posteriormente deban ser cubiertas mediante compras en el mercado de corto plazo.

En consecuencia, la Energía Máxima de Venta Diaria contribuye a fortalecer la credibilidad del mecanismo, reducir riesgos de incumplimiento contractual y asegurar que los resultados de la subasta reflejen compromisos de suministro técnicamente viables.

### **Precio máximo de compra**

El Precio Máximo de Compra establece el límite superior aplicable a las ofertas de compra presentadas en el mecanismo. La definición de este parámetro busca preservar la racionalidad económica del proceso competitivo, evitando que se presenten ofertas a precios significativamente superiores a las condiciones esperadas del mercado.

Este límite permite prevenir resultados de adjudicación que puedan implicar costos excesivos para el abastecimiento de energía, particularmente en el mercado regulado, y contribuye a proteger a los usuarios finales frente a posibles resultados ineficientes derivados de comportamientos estratégicos o de condiciones atípicas de competencia en el proceso de subasta.

## Precio mínimo de venta

El Precio Mínimo de Venta corresponde al límite inferior aplicable a las ofertas de venta presentadas por los generadores dentro del mecanismo. Este parámetro se establece con el objetivo de mitigar el riesgo de ofertas artificialmente bajas que no reflejen los costos reales de desarrollo, financiación y operación de los proyectos de generación.

La experiencia internacional en mecanismos de subastas de energía ha evidenciado que la presentación de ofertas significativamente por debajo de niveles económicamente sostenibles puede generar dificultades para el cierre financiero de los proyectos, retrasos en su entrada en operación o incluso incumplimientos contractuales. En este contexto, la definición de un precio mínimo de venta contribuye a promover ofertas consistentes con la viabilidad económica de las inversiones, fortalecer la bancabilidad de los proyectos adjudicados y preservar la confiabilidad del mecanismo de contratación de largo plazo.

Finalmente, el artículo permite que el Subastador defina en los Pliegos y Bases de Condiciones Específicas las causales de rechazo subsanables y los procedimientos para su verificación, así como los supuestos bajo los cuales el mecanismo podría declararse desierto. Esta disposición busca dotar al proceso de la flexibilidad operativa necesaria para su adecuada implementación, manteniendo la supervisión del Ministerio de Minas y Energía para garantizar la coherencia con los lineamientos establecidos en la presente resolución. Con el fin de ilustrar como operan las reglas se dejan estos ejemplos.

**1. No cumplir requisitos de habilitación:** Un proyecto solar se presenta al mecanismo, pero no acredita concepto de conexión o asignación de energía firme o el cumplimiento de trámites ambientales. **Resultado:** La oferta se rechaza antes de entrar al proceso competitivo porque el proyecto no está habilitado.

**2. Superar la energía respaldada por la garantía de seriedad:** Un vendedor presenta ofertas por: 150 MWh/día en Producto 2 y 100 MWh/día en Producto 3 es decir total ofertado = 250 MWh/día, pero su garantía de seriedad solo respalda 200 MWh/día. **Resultado:** Las ofertas se rechazan porque la energía ofertada supera la energía cubierta por la garantía.

**3. Ofertar más energía de la que puede producir la planta:** Una planta solar de 100 MW tiene una Energía Máxima de Venta Diaria calculada por el Subastador de 500 MWh/día. El agente presenta una oferta por 650 MWh/día. **Resultado:** La oferta se rechaza porque excede la capacidad técnica de generación estimada.

**4. Ofertas por debajo del precio mínimo de venta:** El Precio Mínimo de Venta para tecnología solar es 110 \$/kWh (el MME calculará los precios de reserva y los publicará cuando considere pertinente). El vendedor presenta una oferta de la planta por 90 \$/kWh. **Resultado:** La oferta se rechaza automáticamente para evitar precios artificialmente bajos que puedan generar incumplimientos futuros.

**5. Ofertas de compra por encima del precio máximo:** El Precio Máximo de Compra definido para el mecanismo es 350 \$/kWh (el MME calculará los precios de reserva y los publicará cuando considere pertinente). Un comercializador presenta una oferta de 400 \$/kWh. **Resultado:** La oferta se rechaza, porque superaría los límites de precio definidos para el mecanismo.

**6. Superar la energía máxima de compra:** Un comercializador tiene una Energía Máxima de Compra Diaria para el mercado regulado de 1.000 MWh/día. Presenta ofertas por: 700 MWh/día en Producto 2 y 500 MWh/día en Producto 4, total ofertado = 1.200 MWh/día. **Resultado:** Las ofertas se rechazan porque superan su límite de compra para el mercado regulado.

### **Empate entre una oferta de compra y una oferta de venta**

Supóngase que, durante la ejecución del mecanismo, se presentan una oferta de compra y una oferta de venta para un mismo producto, ambas con igual precio ofertado y susceptibles de resultar adjudicadas dentro del proceso de asignación como se muestra en la Tabla 10.

*Tabla 10. Ejemplos empates de ofertas*

<b>Tipo de oferta</b>	<b>Agente / Proyecto</b>	<b>Precio ofertado (USD/MWh)</b>	<b>Cantidad ofertada (MWh)</b>
Oferta de compra	Comercializador D	90	50
Oferta de venta	Proyecto Z	90	50

Supongamos que el escenario de la Tabla 10, se presenta en el punto de cruce de las curvas de oferta de compra y venta. Al existir igualdad entre el precio de la oferta de compra y el de la oferta de venta, y siendo ambas potencialmente adjudicables, la regla de desempate establece que la adjudicación se resolverá dando prioridad a la oferta de compra y adjudicando las dos ofertas manteniendo en todo caso los precios originalmente ofertados. Es preciso aclarar que el objetivo del algoritmo de adjudicación es maximizar el excedente de compra y en este caso dicho excedente sería de cero. Esta regla garantiza que a pesar de no existir excedente se prioriza la maximización de la adjudicación.

### **1.13. Estructuración contractual**

El resultado del mecanismo corresponde a la asignación de contratos de energía a largo plazo entre los compradores y vendedores cuyas ofertas resulten adjudicadas. Con el fin de asegurar la coherencia entre el resultado de la adjudicación y las reglas aplicables a los contratos de largo plazo en el Mercado de Energía Mayorista (MEM), el artículo 16 establece los criterios para la formación de los contratos derivados del mecanismo.

Bajo este esquema, los contratos se estructuran a partir de la energía diaria adjudicada a cada planta de generación y de las cantidades totales adjudicadas a los compradores. El diseño contempla que cada vendedor adjudicado suscriba contratos con todos los compradores adjudicados, distribuyendo la energía adjudicada de la planta entre dichos compradores a prorrata de la energía que les haya sido asignada en el proceso de adjudicación. De esta manera, se asegura una asignación proporcional y transparente entre las partes participantes.

Con el fin de ilustrar el funcionamiento de este criterio de distribución a prorrata, a continuación, se presenta un ejemplo numérico simplificado.

#### **Paso 1: Energía adjudicada a Compradores**

Supóngase que como resultado del proceso de subasta se obtiene la asignación de energía diaria a los compradores, mostrada en la Tabla 11:

*Tabla 11. Ejemplo numérico prorrateo: Compradores adjudicados*

Comprador	Energía adjudicada (MWh-día)
A	100
B	60
C	40

Demanda total adjudicada=200 MWh-día

### Paso 2: Cálculo de la participación de cada Comprador

A partir de la demanda total adjudicada se calcula la participación proporcional de cada Comprador, ver Tabla 12:

*Tabla 12. Ejemplo numérico prorrateo: Cálculo de la participación de cada comprador*

Comprador	Energía	Participación
A	100	$100/200=50\%$
B	60	$60/200=30\%$
C	40	$40/200=20\%$

Estas participaciones corresponden a la proporción en la que cada comprador recibirá energía de cada planta adjudicada.

### Paso 3. Energía Adjudicada a plantas de generación

Supóngase que las siguientes plantas resultan adjudicadas, ver Tabla 13:

*Tabla 13. Ejemplo numérico prorrateo: Vendedores adjudicados*

Vendedor	Energía adjudicada (MWh-día)
Planta 1	120
Planta 2	80

Oferta total adjudicada: 200 MWh-día

### Paso 4. Distribución de la energía de cada planta

Cada planta distribuye su energía entre los compradores utilizando las mismas proporciones calculadas en el Paso 2.

- Contratos para la planta 1 (120 MWh-día)

*Tabla 14. Ejemplo numérico prorrata: distribución de contratos planta 1*

Contrato	participación	Cálculo	Energía
Planta 1 – Comprador A	50%	120x50%	60
Planta 1 – Comprador B	30%	120x 30%	36
Planta 1 – Comprador C	20%	120x 20%	24

- Contratos para la planta 2 (80MWh-día)

*Tabla 15. Ejemplo numérico prorrata: distribución de contratos planta 2*

Contrato	participación	Cálculo	Energía
Planta 2 – Comprador A	50%	80x50%	40
Planta 2 – Comprador B	30%	80x 30%	24
Planta 2 – Comprador C	20%	80x 20%	16

Como resultado del criterio de prorrata:

- Cada vendedor adjudicado suscribe un contrato con cada comprador adjudicado
- La energía de cada planta se distribuye proporcionalmente según la participación de cada comprador en la demanda total adjudicada.

Este procedimiento garantiza que la suma de la energía asignada a cada comprador y a cada planta sea consistente con el resultado del proceso de adjudicación.

*Tabla 16. Ejemplo numérico prorrata: matriz final de contratos*

	Planta 1	Planta 2	Total Comprador
Comprador A	60	40	100
Comprador B	36	24	60
Comprador C	24	16	40

En cuanto al precio, los contratos se celebran bajo un esquema pague lo contratado (pay as bid), en el cual el precio del contrato corresponde al precio ofertado por el vendedor cuya oferta resulte adjudicada, más la componente CERE definida en la regulación vigente. Este enfoque permite que el mecanismo refleje directamente las señales de precio reveladas en las ofertas de venta presentadas por las plantas de generación.

Finalmente, dado que las ofertas y la adjudicación del mecanismo se expresan en términos de energía diaria (MWh-día), el artículo establece el procedimiento mediante el cual dicha energía se desagrega en cantidades horarias, de acuerdo con la estructura específica de cada producto definido en el mecanismo. Esta conversión permite que los contratos resultantes sean consistentes con los periodos de liquidación del MEM y con las características operativas de cada tipo de producto.

Para ilustrar este procedimiento de desagregación, a continuación, se presentan ejemplos que muestran cómo la energía diaria adjudicada se traduce en obligaciones horarias para cada uno de los productos definidos en el mecanismo.

**Producto 1 - Producto plano**

Supongamos que la Energía adjudicada para el producto 1 fue 240 MWh-día

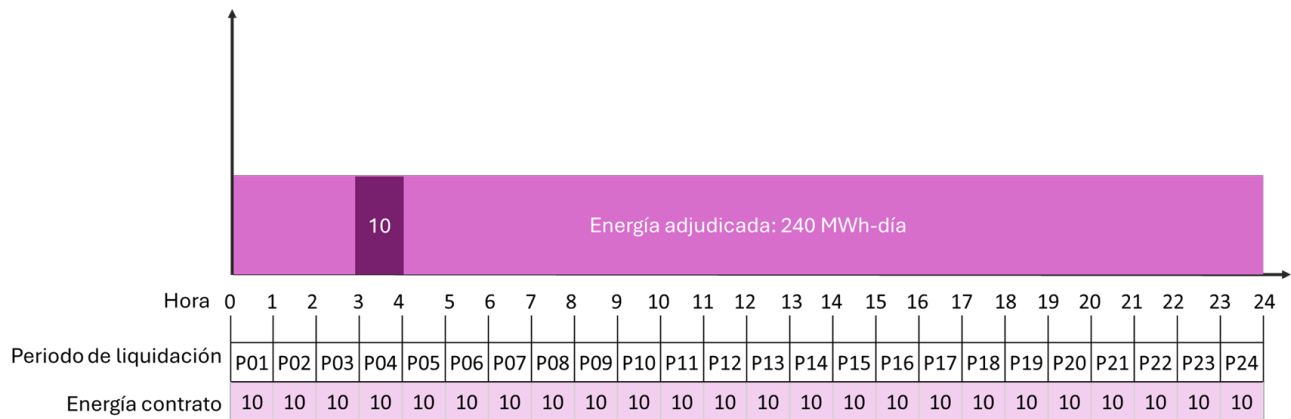
Contrato:

Producto plano con 24 horas → distribución uniforme

$$240 \div 24 = 10 \text{ MWh/h}$$

El contrato establece una obligación de 10 MWh en cada periodo del día

*Figura 10: Representación gráfica de la distribución horaria de la energía adjudicada – Producto 1*



- Precio = precio ofertado por el vendedor

La Figura 10 ilustra de manera esquemática la forma en que la energía diaria adjudicada para un producto se distribuye en obligaciones horarias. En este ejemplo, una energía total adjudicada de 240 MWh-día se reparte de manera uniforme a lo largo de las 24 horas del día, resultando en una obligación horaria constante de 10 MWh en cada periodo. La franja superior representa la energía total asignada al contrato, mientras que la desagregación inferior muestra su traducción operativa en bloques horarios equivalentes, manteniendo inalterados tanto el volumen total adjudicado como el precio resultante del mecanismo.

**Producto 2 – Curva Solar**

Para efectos del análisis ilustrativo que se presenta a continuación, se considera un caso en el cual un Vendedor quedo adjudicado con una energía diaria de 630 MWh-día para el Producto 2, mientras que un Comprador resulta adjudicado con 300 MWh-día.

Las obligaciones horarias asociadas al contrato se determinan aplicando el Factor Solar Horario definido para este producto, el cual establece la proporción de la energía diaria que corresponde a cada uno de los periodos de liquidación comprendidos entre las 06:00 y las 18:00 horas.

En este ejemplo se utilizan, con fines exclusivamente ilustrativos, los factores solares horarios presentados en la Tabla 2. Dichos factores se emplean como parámetros de distribución para desagregar la energía diaria adjudicada en obligaciones horarias. En particular, la energía asignada a cada hora se calcula multiplicando la energía diaria adjudicada por la proporción que representa el factor solar horario de dicha hora respecto de la suma total de los factores horarios del día. De esta manera, la suma de la energía distribuida en cada hora corresponde exactamente a la energía diaria adjudicada.

A partir de estos factores se calcula la distribución horaria tanto de la energía correspondiente al vendedor como de la energía asignada al comprador, ver Tabla 17.

$$E_{hora} = E_{diaria} \times \frac{FSH_h}{\sum FSH}$$

*Tabla 17. Distribución horaria de la energía adjudicada – Producto 2*

Hora	Factor Solar Horario	Vendedor	Comprador
6:00	0,05	5,3	2,5
7:00	0,10	10,7	5,1
8:00	0,30	32,0	15,3
9:00	0,55	58,7	28,0
10:00	0,75	80,1	38,1
11:00	0,85	90,8	43,2
12:00	0,90	96,1	45,8
13:00	0,85	90,8	43,2
14:00	0,70	74,7	35,6
15:00	0,50	53,4	25,4
16:00	0,25	26,7	12,7
17:00	0,10	10,7	5,1
Total energía diaria adjudicada		630	300

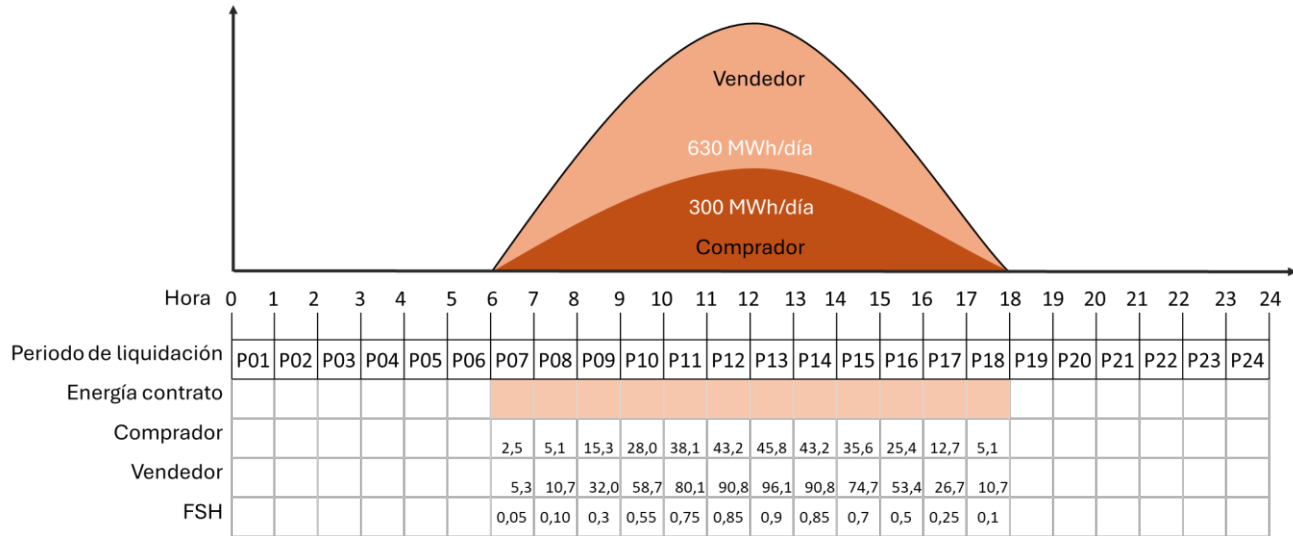
La Figura 11 presenta una representación esquemática de la distribución horaria de la energía para el Producto 2. La forma de la curva corresponde al perfil definido por el Factor Solar Horario, el cual establece la proporción de la energía diaria que se asigna a cada periodo de liquidación comprendido entre las 06:00 y las 18:00 horas. En este sentido, la curva refleja el perfil horario característico de la generación solar considerado para este producto.

A partir de este perfil, la energía horaria asociada a cada contrato se obtiene mediante la aplicación del factor solar horario a la energía diaria correspondiente. En la figura se presentan dos curvas con la misma forma: una asociada a la energía diaria adjudicada para el vendedor en el ejemplo (630 MWh-

día) y otra correspondiente a la energía adjudicada a un comprador (300 MWh-día).

Dado que ambas distribuciones se calculan utilizando el mismo factor solar horario, las dos curvas conservan la misma forma, diferenciándose únicamente en su magnitud. Esta representación permite visualizar que la energía adjudicada a un contrato en el Producto 2 corresponde a una proporción de la curva solar horaria, manteniendo el mismo perfil de distribución a lo largo del día.

*Figura 11: Representación gráfica de la distribución horaria de la energía adjudicada – Producto 2*



### Producto 3 – producto Híbrido

Para efectos de ilustrar la formación de contratos para el Producto 3, se presenta el siguiente escenario hipotético de adjudicación.

#### Energía total adjudicada

Energía diaria adjudicada :100 MWh-día

#### Proporción de asignación entre bloques

Para este ejemplo ilustrativo se supone la siguiente Factor de Distribución de Plantas Híbridas de la energía diaria:

- 60 % de la energía para el Bloque Diurno (08:00–18:00)
- 40 % de la energía para el Bloque Nocturno (18:00–22:00)

#### Cálculo de la energía asignada a cada bloque

A partir de la energía diaria adjudicada se calcula la energía correspondiente a cada bloque horario:

Bloque Diurno

Bloque Nocturno  $100 \times 60\% = 60 \text{ MWh-día}$   
 $100 \times 40\% = 40 \text{ MWh-día}$

**Distribución horaria dentro de cada bloque**

De acuerdo con las reglas del producto, la energía asignada a cada bloque se distribuye de manera uniforme durante todas las horas que componen dicho bloque.

Bloque Diurno (08:00–18:00) Duración: 10 horas

$60 \div 10 = 6 \text{ MWh-día}$

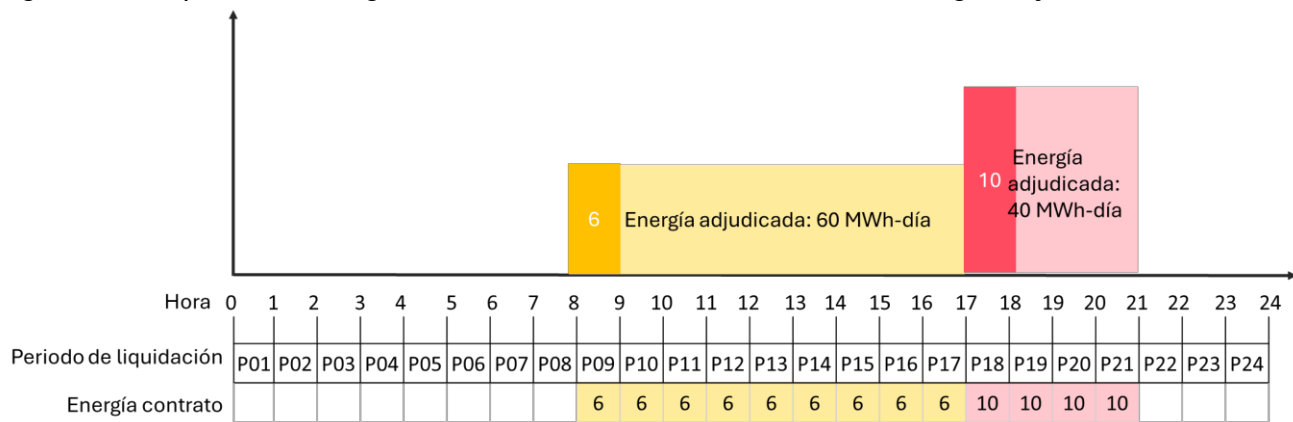
La obligación horaria durante este bloque es de 6 MWh en cada periodo horario.

Bloque Nocturno (18:00–22:00) Duración: 4 horas

$40 \div 4 = 10 \text{ MWh-día}$

La obligación horaria durante este bloque es de 10 MWh en cada periodo horario.

Figura 12: Representación gráfica de la distribución horaria de la energía adjudicada – Producto 3



**Nota Aclaratoria:** El Factor de Distribución utilizado en este ejemplo tiene fines exclusivamente ilustrativos y no corresponde necesariamente al que será definido para el mecanismo.

La Figura 12 presenta una representación esquemática de la estructuración contractual del Producto 3, el cual se compone de dos bloques horarios independientes. En este ejemplo, la energía adjudicada para el primer bloque, comprendido entre las 08:00 y las 17:00 horas, asciende a 90 MWh-día y se distribuye de manera uniforme a lo largo de sus nueve (9) horas, resultando en una obligación horaria constante de 10 MWh en cada periodo.

Para el segundo bloque, comprendido entre las 17:00 y las 21:00 horas, la energía adjudicada es de 240 MWh-día, la cual se reparte uniformemente en sus cuatro (4) horas, dando lugar a una obligación

horaria de 60 MWh en cada periodo.

La figura 12 ilustra que, en el Producto 3, cada bloque horario mantiene su propia cantidad de energía y su propia distribución horaria, reflejando que la adjudicación y la ejecución contractual se realizan de manera diferenciada por bloque, conforme a las cantidades ofertadas y adjudicadas para cada uno.

**Producto 4 – Hora Punta**

Energía diaria adjudicada: 400 MWh-día

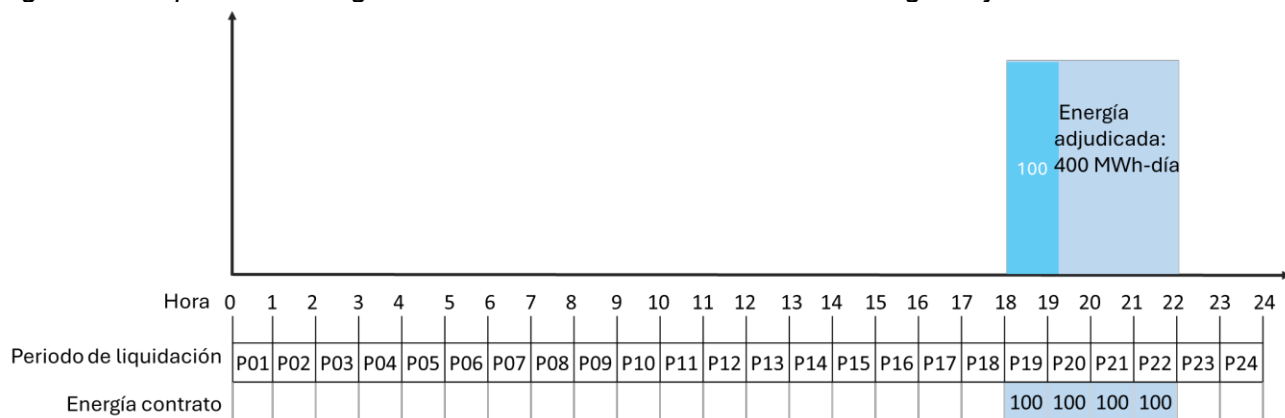
Contrato:

Producto horas punta con 4 horas (18:00–22:00)

$400 \div 4 = 100 \text{ MWh/h}$

La Figura 13 ilustra de manera esquemática la forma en que la energía diaria adjudicada para un producto de horas punta se traduce en obligaciones horarias. En este caso, una energía total adjudicada de 400 MWh-día se concentra en el bloque horario comprendido entre las 18:00 y las 22:00 horas. Dado que el producto abarca cuatro (4) horas, la energía se distribuye de manera uniforme dentro de dicho intervalo, resultando en una obligación horaria constante de 100 MWh en cada periodo.

*Figura 13: Representación gráfica de la distribución horaria de la energía adjudicada – Producto 4*



**1.14. Fecha de puesta en operación comercial**

Se establecen las disposiciones relacionadas con la Fecha de Entrada en Operación Comercial (FPO) de las plantas de generación adjudicatarias en el mecanismo de contratación de largo plazo, con el objetivo de asegurar que los proyectos adjudicados contribuyan oportunamente a las necesidades futuras de abastecimiento del sistema eléctrico, al tiempo que se reconoce la complejidad inherente al desarrollo de proyectos de infraestructura energética.

En primer lugar, se establecen como fechas máximas de entrada en operación comercial el 31 de diciembre de 2029 y el 31 de diciembre de 2034, dependiendo del producto adjudicado, con el fin de alinear la entrada de los proyectos con los horizontes de planeación y expansión del sistema eléctrico nacional. La definición de estos plazos permite que el mecanismo de contratación contribuya de manera

efectiva al cierre de brechas de oferta identificadas en los ejercicios de planeación sectorial, al tiempo que otorga señales claras a los inversionistas sobre los horizontes esperados para el desarrollo de nueva capacidad de generación.

Adicionalmente, el artículo permite que los vendedores adjudicatarios modifiquen la Fecha de Entrada en Operación Comercial inicialmente declarada hasta por un plazo máximo de dos (2) años posterior a la fecha de inicio de las obligaciones contractuales, sin requerir justificación ni certificación por parte de autoridad alguna. Esta disposición reconoce que el desarrollo de proyectos de generación eléctrica está sujeto a diversas incertidumbres propias de proyectos de infraestructura de gran escala, tales como la obtención de permisos y licencias ambientales, procesos de consulta con comunidades, disponibilidad de equipos y componentes en las cadenas de suministro internacionales, así como la ejecución de obras de conexión al sistema eléctrico.

La incorporación de un margen razonable de flexibilidad en la fecha de entrada en operación contribuye a reducir el riesgo de incumplimientos derivados de factores externos al control de los desarrolladores, facilitando la estructuración financiera de los proyectos y favoreciendo condiciones adecuadas para su construcción y puesta en operación.

Asimismo, el artículo establece que cualquier modificación de la Fecha de Entrada en Operación Comercial deberá realizarse conforme a la regulación expedida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) relacionada con el otorgamiento de la garantía que ampara la entrada oportuna de las plantas de generación. Con ello se asegura la coherencia entre el presente mecanismo de contratación y el marco regulatorio vigente aplicable al desarrollo y conexión de proyectos al Sistema Interconectado Nacional.

Finalmente, el artículo define las consecuencias aplicables en caso de incumplimiento de la fecha de entrada en operación comercial, remitiendo a las disposiciones establecidas en la Resolución CREG 075 de 2021, o aquellas que la modifiquen, adicionen o sustituyan, así como a lo previsto en el artículo 85 de la Ley 143 de 1994. Estas disposiciones permiten gestionar adecuadamente los riesgos asociados a retrasos en la entrada de los proyectos y garantizan que la capacidad de transporte asignada en el sistema de transmisión sea utilizada de manera eficiente.

En conjunto, estas disposiciones buscan equilibrar la necesidad de garantizar la entrada oportuna de nueva capacidad de generación para el abastecimiento del sistema eléctrico con la incorporación de márgenes razonables de flexibilidad que reconozcan los riesgos propios del desarrollo de proyectos energéticos, promoviendo así la ejecución efectiva de las inversiones adjudicadas dentro del mecanismo.

### **1.15. Cesión de las obligaciones de energía de largo plazo**

El presente artículo establece las reglas aplicables a la cesión de las obligaciones de suministro derivadas de los contratos de energía de largo plazo adjudicados en el marco del mecanismo, con el propósito de dotar a los vendedores adjudicatarios de herramientas contractuales que les permitan gestionar adecuadamente el cumplimiento de sus compromisos de suministro, sin afectar las condiciones económicas ni contractuales bajo las cuales fueron adjudicados los contratos.

En primer lugar, se permite la cesión total o parcial de las obligaciones de suministro de energía, a

discreción del vendedor adjudicatario, como un mecanismo que facilita la gestión de riesgos asociados al cumplimiento de los contratos de largo plazo. Esta posibilidad reconoce que, durante la vigencia de los contratos, pueden presentarse situaciones operativas o comerciales que hagan necesario complementar o respaldar el suministro de energía mediante otros activos de generación o mediante acuerdos con terceros generadores.

La posibilidad de realizar esta cesión sin requerir autorización previa de autoridad alguna ni de la contraparte contractual busca otorgar flexibilidad operativa y contractual al mecanismo, permitiendo que los agentes puedan adoptar soluciones eficientes para garantizar el cumplimiento de las obligaciones de suministro. No obstante, se establece expresamente que dicha cesión no podrá alterar las condiciones de precio, cantidades, periodos de suministro ni garantías de cumplimiento adjudicadas, con el fin de asegurar que la operación no genere detrimento alguno para los usuarios finales ni modifique los resultados económicos del proceso competitivo.

Adicionalmente, el artículo establece que la cesión solo podrá realizarse a favor de agentes registrados en el Mercado de Energía Mayorista (MEM) que representen plantas de generación existentes que utilicen Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) o Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE), o Autogeneradores a Gran Escala (AGGE) de la misma tecnología. Esta condición busca garantizar que la energía utilizada para cumplir los compromisos contractuales provenga de tecnologías coherentes con los objetivos del mecanismo y con la naturaleza de los proyectos participantes en la subasta.

De igual manera, se establece que el vendedor adjudicatario mantiene en todo momento la responsabilidad exclusiva frente al cumplimiento de las obligaciones contractuales, independientemente de que el suministro se realice mediante contratos de respaldo, cesiones de obligaciones o una combinación de ambos mecanismos. Con ello se preserva la integridad contractual del mecanismo y se evita trasladar riesgos de incumplimiento a los compradores o al sistema.

Asimismo, se dispone que las cesiones deberán registrarse ante el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC), conforme a los procedimientos establecidos en las Resoluciones CREG 156 y 157 de 2011, lo cual garantiza la trazabilidad, transparencia y adecuada administración de los contratos dentro del Mercado de Energía Mayorista.

Por otra parte, el artículo establece que la fecha de inicio de las obligaciones contractuales podrá ser modificada mediante acuerdo entre las partes, siempre que dicha solicitud se presente con una anticipación mínima de un (1) año respecto del inicio del período de suministro. Esta disposición busca permitir ajustes razonables en la entrada en operación de los contratos, manteniendo al mismo tiempo previsibilidad y estabilidad para los compradores.

Finalmente, el artículo establece la prohibición de sustituir el activo físico con el cual el vendedor participó en el mecanismo, con el fin de preservar la integridad del proceso competitivo y asegurar que los proyectos adjudicados correspondan efectivamente a las plantas de generación que participaron en la subasta. Esta restricción evita que, una vez adjudicados los contratos, los agentes puedan reemplazar los proyectos inicialmente ofertados por otros activos distintos, lo cual podría alterar las condiciones técnicas y económicas bajo las cuales se realizó la adjudicación.

En conjunto, estas disposiciones buscan equilibrar la flexibilidad necesaria para la gestión de contratos de largo plazo con la preservación de la integridad del mecanismo competitivo y la protección de los

	<b>FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA</b>	 <b>SIG</b> Sistema Integrado de Gestión del Minenergía	T-GJ-F-01	
			11-08-2023	V-1

usuarios finales, asegurando que las obligaciones de suministro adjudicadas sean cumplidas bajo condiciones transparentes, trazables y consistentes con el marco regulatorio del mercado eléctrico colombiano.

## 1. ÁMBITO DE APLICACIÓN Y SUJETOS A QUIENES VA DIRIGIDO

La presente Resolución aplica, entre otras, a entidades públicas, privadas o mixtas, empresas o a los Agentes Comercializadores y Generadores del Mercado de Energía Mayorista que tengan interés en participar en el mecanismo de contratación a largo plazo.

## 2. VIABILIDAD JURÍDICA

El proyecto “*Por la cual se convoca y define el primer mecanismo de contratación a largo plazo de energía eléctrica, en cumplimiento de los objetivos y lineamientos establecidos en el artículo 1 numeral 2.2.3.8.10.1 del Decreto 1091 de 2025.*” se expide con base en las facultades constitucionales y legales que tiene el Ministerio de Minas y Energía en virtud de:

- Artículo 2 de la Ley 143 de 1994.
- Artículo 4 de la Ley 143 de 1994.
- Artículos 6 y 7 de la Ley 1715 de 2014
- Decreto 381 de 2012
- El Decreto Número 1091 de 2025, que define los lineamientos de política pública para la contratación a largo plazo de proyectos de generación, almacenamiento, transmisión, distribución y otros servicios relacionados.

De conformidad con las citadas disposiciones, y en aquellas desarrolladas en la parte motiva del proyecto normativo y en la presente memoria justificativa, se concluye que El Ministerio de Minas y Energía es la autoridad competente para expedir la norma en análisis.

### 3.2 Vigencia de la ley o norma reglamentada o desarrollada

Las normas que fundamentan esta Resolución, incluyendo la Ley 143 de 1994, la Ley 1715 de 2014 y el Decreto 1091 de 2025, se encuentran vigentes y son de carácter permanente.

### 3.3 Análisis de las disposiciones derogadas, subrogadas, modificadas, adicionadas o sustituidas

N/A

### 3.4. Revisión y análisis de la jurisprudencia que tenga impacto o sea relevante para la expedición del proyecto normativo (órganos de cierre de cada jurisdicción.

Mediante correo electrónico del 02 de enero de 2026, el Grupo de Defensa Judicial, Extrajudicial y Asuntos Constitucionales de la Oficina Asesora Jurídica emitió el informe sobre decisiones judiciales, señalando lo siguiente:

“En atención a lo solicitado, me permito informar que, una vez realizada la revisión de la base de datos disponible, no se evidencia la existencia de acciones judiciales relacionadas con las siguientes normas:

- Artículo 2 de la Ley 143 de 1994.
- Artículo 4 de la Ley 143 de 1994.
- Decreto 381 de 2012
- Decreto 1091 de 2025

Con respecto a

**Artículos 6 y 7 de la Ley 1715 de 2014**

Se desprende de la verificación de los registros actualmente incorporados en la base de datos de procesos judiciales que existe una actuación judicial vigente con los siguientes detalles:

Norma Demandada: ARTICULOS 6 Y 20 DE LA LEY 1715 DE 2014

Pretensión: SE SOLICITA QUE SE DECLARE EL INCUMPLIMIENTO POR PARTE DE LAS DEMANDAS DEL ARTICULO 6 Y 20 DE LA LEY 1715 DE 2014 POR MEDIO DE LA CUAL SE REGULA LA INTEGRACION DE LAS ENERGIAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES

Tipo de Proceso: ACCION DE CUMPLIMIENTO

Despacho Actual: TRIBUNAL ADMINISTRATIVO DE CUNDINAMARCA - SECCION 1

Radicado: '11001334104520160021200-

Demandante: EDGARDO JOSE HERNANDEZ MONTERO

Apoderado MME: ORLANDO LLATH (22/07/2025)”

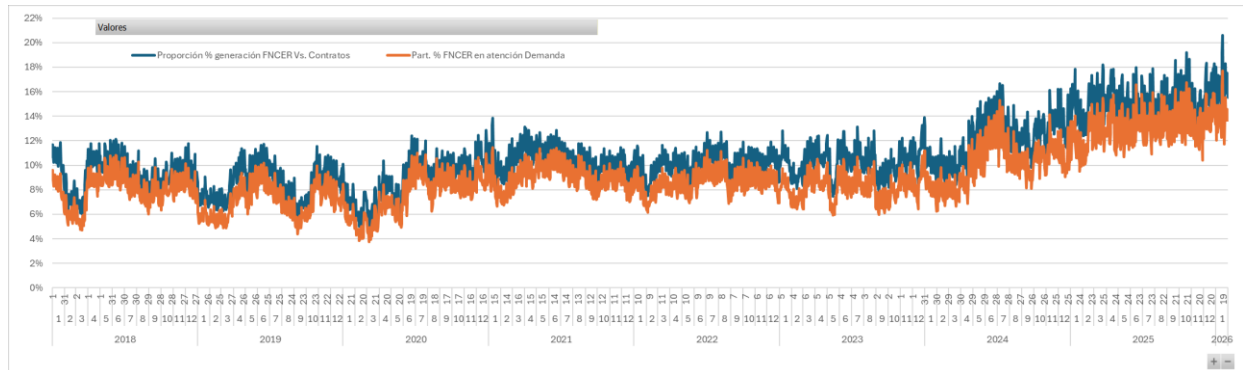
De tal manera se establece que las normas sobre las cuales se sustenta el proyecto normativo cuneta con plena vigencia.

### 3.5 Circunstancias jurídicas adicionales

Teniendo en cuenta que el artículo 296 de la Ley 1755 de 2019, Plan Nacional de Desarrollo, dispuso lo siguiente: “Artículo 296. Matriz energética. En cumplimiento del objetivo de contar con una matriz energética complementaria, resiliente y comprometida con la reducción de emisiones de carbono, los agentes comercializadores del Mercado de Energía Mayorista estarán obligados a que entre el 8 y el 10% de sus compras de energía provengan de fuentes no convencionales de energía renovable, a través de contratos de largo plazo asignados en determinados mecanismos de mercado que la regulación establezca. Lo anterior, sin perjuicio de que los agentes comercializadores puedan tener un porcentaje superior al dispuesto en este artículo.

Siguiendo la definición de la ley 1715 de 2014 de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER), al evaluar la participación de la generación diaria FNCER en la atención de la demanda del SIN se observa que es a partir de junio de 2024 cuando de manera consistente este tipo de fuente comienza a mantener una participación superior al 8%. Sin embargo, debido a que este tipo de generación aun es muy incipiente y a que las FNCER también participan en las ventas en bolsa, resulta evidente que la generación FNCER aún es insuficiente para que todos los comercializadores puedan cumplir con la meta de contratación establecida en la Ley 1755 de 2019. Esto es una señal clara de la necesidad de establecer mecanismos de mercado que promuevan la expansión de la matriz energética del país hacia este tipo de generación.

Figura 16. Colombia – SIN - 01/01/2018 a 31/01/2026 – FNCER participación porcentual en atención a demanda y su proporción frente a ventas en contratos.



Fuente: Cálculos MME-OARE con base en SINERGOX-XM

El Ministerio de Minas y Energía expidió las resoluciones MME 40715 de 2019 y MME 40060 de 2021, con las cuales define el alcance de la obligación establecida en el artículo arriba mencionado, los mecanismos de seguimiento y control, sin perjuicio de la función sancionatoria de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios – SSPD y algunos lineamientos para el cumplimiento de la obligación por parte de los agentes del mercado.

La Sentencia C-056 de 2021 ratifica la constitucionalidad del artículo 296 de la Ley 1955 de 2019, validando que la imposición de cuotas mínimas de compra de energía FNCER es un instrumento idóneo para la transición energética. La Corte reconoce que, aunque esta obligación limita temporalmente la libertad económica de los comercializadores, dicha restricción es válida frente al mandato superior de proteger el medio ambiente y garantizar la sostenibilidad del Sistema Interconectado Nacional. Este precedente otorga seguridad jurídica al mecanismo propuesto, fundamentando la capacidad del Ministerio para establecer reglas que aseguren una participación mínima de fuentes renovables en el mercado.

Desde una perspectiva técnica, el fallo resalta que la diversificación de la matriz mediante FNCER no solo responde a compromisos climáticos, sino que mejora la eficiencia y competitividad del sector eléctrico a mediano plazo. La Corte avala que el Estado intervenga en la estructura del mercado para mitigar riesgos derivados del cambio climático y la variabilidad climática, lo cual justifica el diseño de productos específicos en la subasta que reconozcan los atributos de estas tecnologías. Así, el mecanismo de contratación se convierte en una herramienta necesaria para operativizar el cumplimiento de las metas nacionales de mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero.

Finalmente, el análisis jurisprudencial habilita al Ministerio de Minas y Energía, como autoridad de política pública, para adoptar medidas regulatorias adicionales que vayan más allá de la cuota mínima de compra. La Sentencia establece que los instrumentos de mercado deben evolucionar para remover barreras de entrada y facilitar la integración de nuevas tecnologías, garantizando un marco de estabilidad para la inversión. Por tanto, la presente resolución se sustenta en la necesidad de ampliar la incorporación de fuentes limpias para fortalecer la resiliencia del sistema, cumpliendo con el deber constitucional de asegurar la prestación eficiente y continua del servicio de energía eléctrica.

El análisis de la evolución del cumplimiento de la obligación establecida en el artículo 296 de la Ley 1955 de 2019 (Plan Nacional de Desarrollo) refleja una persistente dificultad estructural en el mercado para alcanzar las metas de incorporación de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER).

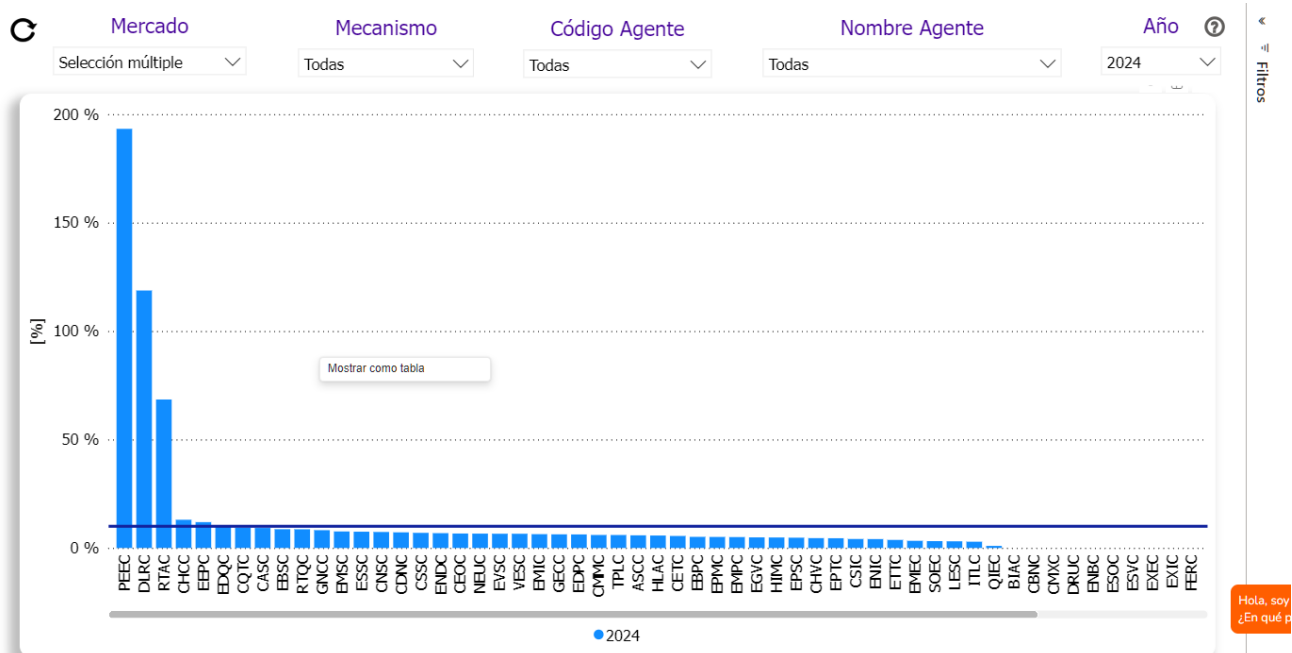
## Análisis de la Vigencia 2024

En este periodo, el sistema muestra una alta concentración de cumplimiento en muy pocos agentes:

- **Cumplimiento del Umbral:** La línea azul indica el objetivo del 10%. Solo una minoría de comercializadores (como PEEC, DLRC, RTAC, CHCC y EEPC) superan esta meta, mientras que el resto del mercado se encuentra por debajo del nivel regulatorio.
- **Asimetría del Mercado:** Se observa que la gran mayoría de los agentes reportan niveles de contratación entre el 0% y el 8%, evidenciando que los mecanismos de mercado no han sido suficientes para que la generalidad de los obligados cumpla con la cuota establecida.

### Cumplimiento de nivel de contratación con FNCER

Se presenta la evolución anual del porcentaje de contratación con Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) para el total de agentes comercializadores, el cual es calculado como la relación entre las cantidades despachadas en contratos de largo plazo cuya fuente fue informada al momento de registro con FNCER, sobre la demanda comercial de cada agente comercializador. Además, permite seleccionar algunos agentes específicos o tipo de mercado Regulado y No Regulado.



## Análisis de la Vigencia 2025 (Evolución)

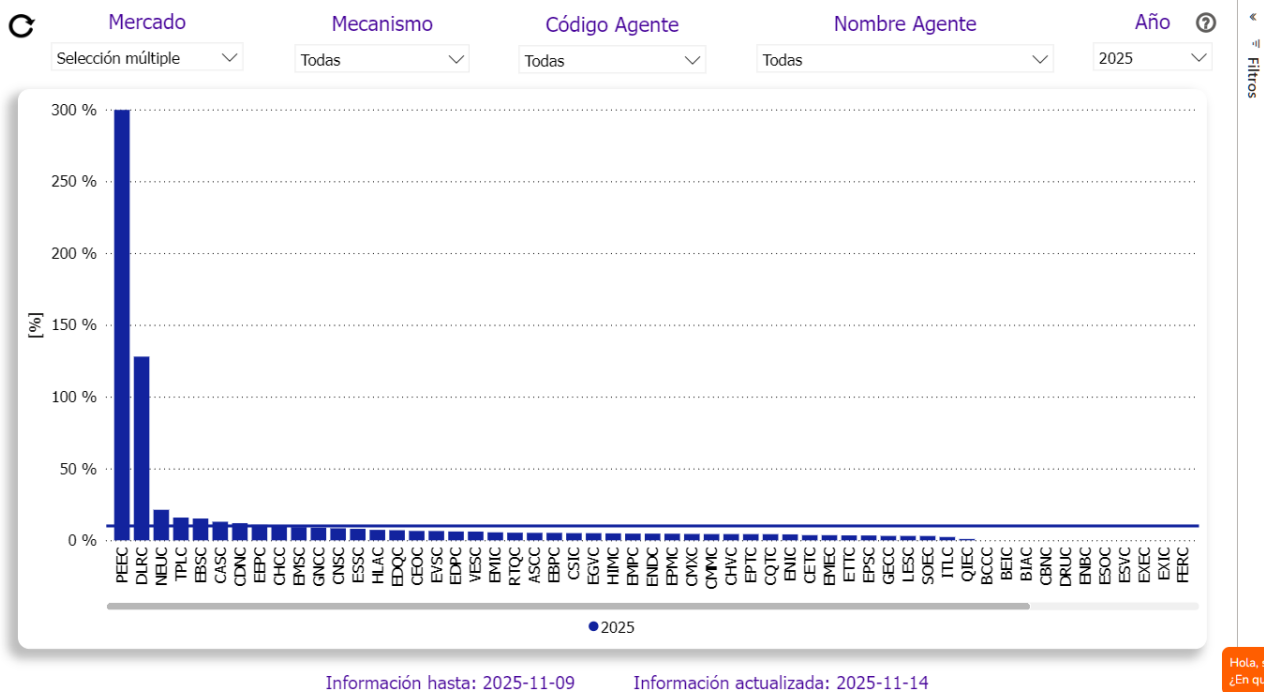
Al comparar con el cierre de 2025, la situación presenta variaciones críticas:

- **Aumento en el Techo de Contratación:** Algunos agentes específicos han incrementado su porcentaje de manera sobresaliente (superando el 300%), lo que indica una sobrecontratación en nodos específicos o por agentes con perfiles renovables definidos.

- **Persistencia del Incumplimiento General:** A pesar del avance de ciertos líderes, la "cola" de agentes que no logran alcanzar la línea del 10% sigue siendo extensa. Esto sugiere que, a pesar de existir más energía renovable en el sistema, esta no está fluyendo proporcionalmente hacia todos los comercializadores que atienden usuarios finales.
- **Estancamiento:** La gráfica de 2025 muestra que más de 40 agentes continúan con niveles de cumplimiento marginales o nulos, lo cual compromete la meta global de transición energética de la matriz nacional.

## Cumplimiento de nivel de contratación con FNCER

Se presenta la evolución anual del porcentaje de contratación con Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) para el total de agentes comercializadores, el cual es calculado como la relación entre las cantidades despachadas en contratos de largo plazo cuya fuente fue informada al momento de registro con FNCER, sobre la demanda comercial de cada agente comercializador. Además, permite seleccionar algunos agentes específicos o tipo de mercado Regulado y No Regulado.



## 4. IMPACTO ECONÓMICO

La presente Resolución no impacta directamente los recursos de la Nación. La construcción y operación de los proyectos de generación recae en la responsabilidad de los inversionistas que tengan el interés de participar, quienes asumen integralmente los riesgos inherentes a la ejecución y explotación de los mismos, según lo dispuesto por el artículo 85 de la Ley 143 de 1994. Por el contrario, la implementación de este mecanismo, al incentivar la entrada de nueva capacidad generación, aumentará la oferta disponible en el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

La implementación del mecanismo de contratación a largo plazo no debe entenderse exclusivamente como un vehículo de cumplimiento normativo para la cuota del 10% de FNCER (Art. 296, Ley 1955 de 2019), sino como una reforma estructural en la formación de precios y la asignación de riesgos en el

Mercado de Energía Mayorista colombiano. Su impacto económico se analiza bajo cuatro dimensiones fundamentales:

#### **4.1. Eficiencia en la Formación de Precios y Reducción del Costo de Compra (G)**

El mecanismo introduce una señal de precios de largo plazo que reduce la dependencia del mercado de los precios de bolsa, los cuales presentan una alta volatilidad ligada a la hidrología.

- **Competencia por Desplazamiento:** Al incentivar la entrada de proyectos con costos variables cercanos a cero (renovables), el mecanismo presiona hacia abajo el precio marginal del sistema. Esto desplaza tecnologías con costos de operación más elevados, resultando en un componente "G" (Generación) más eficiente en la fórmula tarifaria.
- **Estabilidad Tarifaria:** La contratación a plazos de 10 o 15 años permite a los comercializadores asegurar flujos de caja predecibles, protegiendo al consumidor final de incrementos súbitos derivados de fenómenos climáticos como "El Niño".

#### **4.2. Optimización de la Matriz y Reducción de Costos Sistémicos**

La diversificación de la matriz energética a través de este mecanismo genera beneficios económicos indirectos para todo el sistema:

- **Reducción de Restricciones:** La ubicación estratégica de nuevos proyectos fomentados por el mecanismo puede aliviar cuellos de botella en la red de transmisión, reduciendo los costos de restricciones que actualmente se trasladan a los usuarios.
- **Complementariedad Hidro-Eólica/Solar:** El impacto económico se traduce en una optimización del uso del agua en los embalses. La generación renovable durante periodos secos preserva el recurso hídrico, evitando el encarecimiento de la energía por escasez.

#### **4.3. Señales de Inversión y Mitigación de Riesgos (Art. 85 Ley 143 de 1994)**

Conforme al mandato de responsabilidad privada en la inversión, el mecanismo traslada de manera eficiente el riesgo al capital privado sin comprometer la seguridad del sistema.

- **Bancabilidad de Proyectos:** Los contratos de largo plazo resultantes del mecanismo son instrumentos financieros esenciales ("Take-or-pay" o estructuras similares) que permiten el cierre financiero de grandes proyectos de infraestructura, dinamizando la Inversión Extranjera Directa (IED) en el sector energético.
- **Asignación Eficiente del Riesgo:** Al blindar al Estado frente a riesgos de construcción y operación (especialmente con las cláusulas de indemnidad y responsabilidad del artículo 85), el mecanismo asegura que el beneficio del menor costo de generación llegue al mercado, mientras que las ineficiencias del inversor son absorbidas exclusivamente por el agente privado.

#### **4.4. Dinamización de la Liquidez y Mercado Secundario**

La implementación del mecanismo, incluyendo figuras como la Cesión de Contratos, dota al mercado de una flexibilidad económica crucial:

**Eficiencia en la Reasignación de Activos:** La posibilidad de ceder contratos asegura que, ante dificultades de un agente, el activo (la energía contratada) no desaparezca, sino que sea absorbido por un agente más eficiente. Esto previene la destrucción de valor y asegura que la oferta de energía proyectada se materialice, manteniendo el equilibrio de precios de largo plazo.

#### **4.5. Conclusión del Análisis Económico**

En términos agregados, el impacto económico del mecanismo de contratación a largo plazo se traduce en un incremento del bienestar social. Al reducir la asimetría de información y los riesgos de contraparte, se fomenta un mercado más competitivo donde la reducción del riesgo de suministro y la estabilidad de precios actúan como motores de competitividad para el sector industrial y residencial de Colombia.

### **5. VIABILIDAD O DISPONIBILIDAD PRESUPUESTAL**

Las disposiciones contenidas en el presente no impactan los recursos del Presupuesto General de la Nación.

### **6. IMPACTO MEDIOAMBIENTAL O SOBRE EL PATRIMONIO CULTURAL DE LA NACIÓN.**

La promoción de la contratación a largo plazo, en cumplimiento del Decreto 1091 de 2025, tendrá un impacto positivo y estratégico sobre el medio ambiente, al asegurar:

- Reducción de emisiones de GEI: Alineación con los compromisos de Colombia en la Cumbre Mundial de Cambio Climático en París (COP21).
- Fortalecimiento de la resiliencia de la matriz ante eventos de variabilidad y cambio climático a través de la diversificación del riesgo.
- Mitigación de los efectos del cambio climático a través del aprovechamiento del potencial y la complementariedad de los recursos energéticos renovables.

### **7. ESTUDIOS TÉCNICOS QUE SUSTENTEN EL PROYECTO NORMATIVO** *(Si cuenta con ellos)*

No aplica. Sin embargo, se cuenta con el sustento de viabilidad técnica conforme se observa en el presente documento.

ANEXOS:	
Certificación de cumplimiento de requisitos de consulta, publicidad y de incorporación en la agenda regulatoria)	X
Concepto(s) de Ministerio de Comercio, Industria y Turismo	N/A
Informe de observaciones y respuestas	X
Concepto de Abogacía de la Competencia de la Superintendencia de Industria y Comercio	X
Concepto de aprobación nuevos trámites del Departamento Administrativo de la Función Pública	N/A
Cuestionario de abogacía de la competencia	X

Aprobó:

  
**DANIEL AUGUSTO EL SAIEH SÁNCHEZ**  
 Jefe Oficina Asesora Jurídica

  
**JUAN CARLOS BEDOYA CEBALLOS**  
 Jefe Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales

*HARBY RENE SOTELO GRANADOS*  
 Elaboró: Harby René Sotelo / Charlie Hurtado / Alejandro Parrado / Carlos A. Jaimes / Nicolás Jiménez

Revisó: Juan Carlos Bedoya Ceballos / Angela Pabón / William Foca

Aprobó: Juan Carlos Bedoya Ceballos / Daniel Augusto El Saieh Sánchez