

1163 – 11

CÍTESE 202144023623-1 XM
MEDELLÍN- OCT- 06 -2021
ORIGEN:1163 VIA: 11

Señor
JUAN CARLOS TELLEZ
Gerente General
DERIVEX S.A.
Carrera 7 No. 71 -21, Torre B Piso 4
(091) 607 48 48, 2090
jtellez@derivex.com.co
Bogotá D.C.

Ref.: Reporte final de la consultoría “Sostenibilidad del mercado eléctrico colombiano - Implementación de un mercado anónimo y estandarizado de contratos” llevada a cabo por XM y financiada por el Banco Mundial.

Respetado señor Tellez:

Como es de su conocimiento, XM ha concluido el trabajo de “Sostenibilidad del mercado eléctrico colombiano - Implementación de un mercado anónimo y estandarizado de contratos”, con el apoyo de la empresa consultora Soops Consulting Group. Esta consultoría ha sido financiada como Asistencia Técnica con recursos administrados por el Banco Mundial, utilizando los recursos del Fondo “NDC Support Facility (NDC-SF)”.

El objetivo de la consultoría fue sugerir un conjunto de medidas de corto y largo plazo que de ser implementadas permitirían profundizar el desarrollo del Mercado Anónimo Estandarizado (MAE), lo cual contribuirá a una mayor confiabilidad del sistema eléctrico para poder enfrentar el crecimiento de la demanda al mejor costo posible. Esta consultoría realizó una evaluación integral y un análisis institucional necesarias para el fortalecimiento del Mercado Anónimo Estandarizado, MAE, a fin de incrementar la competencia y la transparencia del mercado de energía y lograr así su objetivo de brindar una tarifa asequible para los usuarios finales y, al mismo tiempo, mitigar el creciente riesgo sistémico del mercado de energía en Colombia. En tal sentido, este proyecto fue fundamental, no solo para que XM profundizara su conocimiento del mercado sino también para contribuir al desarrollo sostenible del país.

Por consiguiente, mediante esta carta queremos agradecerles su participación durante los talleres que han sido realizados en el marco de la consultoría, y tenemos el agrado de compartir con ustedes el reporte final que toma en cuenta los comentarios y aportes realizados por la empresa consultora a lo largo de la asistencia técnica.

A la espera de continuar la fructuosa colaboración entre la firma XM y el Banco Mundial, les enviamos un cordial saludo

Cordialmente,



CLAUDIA INES VÁZQUEZ SUAREZ
Banco Mundial



CECILIA INES MAYA OCHOA
Gerente Mercado de Energía

Elaboró y Aprobó: Lizeth Johanna Tamayo Gil



Sostenibilidad del mercado eléctrico colombiano - Implementación de un mercado anónimo y estandarizado de contratos

Recomendaciones Informe final

Versión	Fecha	Autor	Contenido/cambios
Borrador	11 de diciembre de 2020	Soops Consulting — S. Wachon	Primer borrador de recomendaciones para análisis por parte de XM y el Banco Mundial
Borrador V1	19 de enero de 2021	Soops Consulting — S. Wachon	Versión actualizada del borrador teniendo en cuenta las observaciones de XM y el Banco Mundial
Borrador V2	25 de enero de 2021	Soops Consulting — S. Wachon	Versión actualizada del borrador, posterior a las observaciones adicionales de XM
Borrador V3	04 de febrero de 2021	Soops Consulting — S. Wachon	Versión actualizada del borrador, corrección de errores de imprenta
Final-V0	19 de abril de 2021	Soops Consulting — S. Wachon	Comentarios de los grupos de interés y del comité de dirección
Final-V1	4 de mayo de 2021	Soops Consulting — S. Wachon	Comentarios de XM (Cecilia Maya)
Final-V2	19 de mayo de 2021	Soops Consulting — S. Wachon	Comentarios del comité de dirección
Final V3	22 de junio de 2021	Soops Consulting — S. Wachon	ajustes de redacción

RESUMEN EJECUTIVO

Una reforma al mercado de energía es un proceso largo y complejo que debe basarse en una visión común a largo plazo de los objetivos a lograr entre todos los grupos de interés involucrados (autoridades públicas, reguladores, participantes del mercado, operadores del sistema, bolsas de energía, etc.).

La CREG busca introducir un mercado de largo plazo anónimo y estandarizado, el MAE, a fin de incrementar la competencia y la transparencia del mercado de energía y lograr así su objetivo de brindar una tarifa asequible para los usuarios finales y, al mismo tiempo, mitigar el creciente riesgo sistémico del mercado de energía en Colombia.

De ese modo, la CREG promueve el uso de herramientas de mercado para contribuir al buen funcionamiento del segmento regulado del mercado de energía, el cual aún representa cerca del 70 % de la demanda nacional.

Sin embargo, la introducción de nuevos mercados, en particular mercados de futuros como el MAE, debe basarse en algunos fundamentos sólidos y elementos facilitadores:

- Un marco regulatorio y jurídico claro que asigne los roles y las funciones de todos los participantes y les garantice que puedan obtener los recursos (humanos y financieros) para realizar sus actividades.
- Los incentivos adecuados para que los participantes del mercado auto equilibren sus portafolios y para promover también la mitigación del riesgo financiero y del riesgo de contraparte.
- Los incentivos adecuados para los proveedores conducirán a que estos últimos ofrezcan electricidad a sus clientes al menor costo posible.
- La divulgación de datos e información sobre el sistema eléctrico y el mercado se fomentará para posibilitar un proceso simétrico de toma de decisiones entre los participantes del mercado y promover una competencia leal, al tiempo que se aplicarán sanciones por mala conducta o manipulación del mercado.

Esto exige la implementación de un **conjunto de medidas de corto y largo plazo** para apoyar el desarrollo del MAE, que debería contribuir a mantener la confiabilidad del sistema eléctrico y a satisfacer el crecimiento de la demanda al mejor costo posible.

La generación de liquidez en el MAE constituye un gran reto. Será necesario contar con un conjunto de incentivos y medidas obligatorias para crear un *pool* básico de liquidez, así como también asegurar las transacciones gracias a los mecanismos de compensación adecuados. De hecho, **la liquidez es instrumental para garantizar la formación justa de precios, mientras que la compensación gestiona el riesgo sistémico de mercado (p. ej., los riesgos de contraparte y de incumplimiento).**

Con el fin de lograr todo esto, las recomendaciones para apoyar un desarrollo adecuado del MAE se han diseñado para lo siguiente:

- a corto plazo, disminuir la incertidumbre y aumentar la transparencia para tener condiciones equitativas;
- a mediano o largo plazo, obtener los incentivos regulatorios y de mercado adecuados para un mercado líquido sostenible.

Y estas recomendaciones abordan cuatro campos:

Regulación y supervisión: brindar los incentivos adecuados

- Fomentar la cooperación entre los reguladores
- Establecer una transferencia completa de los costos del MAE a la tarifa

Transparencia: establecer un mercado confiable

- Promover la oferta y el acceso a los datos de operación del sistema y del mercado
- Implementar informes obligatorios
- Implementar la publicación obligatoria *ex ante* de los volúmenes ofrecidos

Organización y diseño del mercado: ajustarlos a las necesidades del mercado

- Definir requisitos no discriminatorios de admisión al MAE
- Diversificar los participantes e intereses para negociar
- Ofrecer productos que satisfagan las necesidades y las capacidades para comercializar de los participantes
- Utilizar la gobernanza de los sistemas de negociación que ofrecen mecanismos MAE para asegurar los compromisos de los participantes del mercado

Liquidez: agrupar y diversificar intereses

- Dirigir los volúmenes “regulados” a sistemas de negociación asegurados financieramente que ofrecen mecanismos MAE
- Implementar un esquema de inclusión de creadores de mercado

El informe luego concluye con una evaluación de impacto sobre el desarrollo de las ERNC. Esta evaluación muestra que el MAE, junto con otras medidas, proporcionará herramientas para cubrir algunos de los riesgos que implica el desarrollo de las ERNC.

Por lo tanto, el MAE desempeña un papel clave en el tema imprescindible del manejo dinámico de portafolio, que será instrumental para los participantes del mercado, ya que las ERNC están incrementando su proporción en el conjunto de energías en Colombia.

GLOSARIO

Abreviaturas	Descripción
CCP	Contraparte Central
CRCC	Cámara de Riesgo Central de Contraparte
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
ISO	Operador independiente del sistema
MAE	Mercado Anónimo y Estandarizado de Contratos es decir, mercado anónimo y estandarizado de contratos
MO	Operador del mercado
ERNC	Energías renovables no convencionales
OTC	Sobre el mostrador
PPA	Acuerdo de compraventa de energía
SFC	Superintendencia Financiera de Colombia
TDR	Términos de Referencia
TPA	Acceso de terceros
TSO	Operador del sistema de transmisión

ÍNDICE

Resumen ejecutivo.....	2
Glosario	4
Índice	5
Introducción	7
1. Comentarios preliminares: características esenciales de los mercados organizados	9
1.1. Mercados <i>spot</i> y de futuros: complementariedad y coherencia.....	9
1.2. Un mercado: ¿qué?	9
1.3. Un mercado: ¿para qué?	10
1.4. Un mercado: ¿cómo?	10
2. Conclusiones de la recopilación de información	12
2.1. Una reforma al sector eléctrico aún está en curso	12
2.2. Con un riesgo sistémico creciente, no abordado por los participantes del mercado	14
2.3. Pero ya se cuenta con algunos elementos facilitadores para desarrollar un mercado de futuros efectivo	16
2.4. Necesidades y expectativas.....	17
3. Elementos facilitadores para un mercado líquido de futuros de energía	18
3.1. Observaciones preliminares	18
3.2. ¿Qué buscamos? Objetivos del MAE.....	18
3.3. Prerrequisitos	19
3.3.1. Un marco regulatorio claro y estable	20
3.3.2. Un incentivo para auto equilibrarse en el mercado del día anterior	22
4. Medidas a corto plazo: disminuir la incertidumbre y aumentar la transparencia para tener condiciones equitativas	24
4.1. Regulación y supervisión: brindar los incentivos adecuados	24
4.1.1. Fomentar la cooperación entre los reguladores	24
4.1.2. Establecer una transferencia completa de los costos del MAE a la tarifa.....	25
4.2. Transparencia: establecer un mercado confiable	27
4.2.1. Promover la oferta y el acceso a los datos de operación del sistema y del mercado	27
4.2.2. Implementar informes obligatorios	28
4.2.3. Implementar la publicación obligatoria <i>ex-ante</i> de los volúmenes ofrecidos.....	29
4.3. Organización y diseño del mercado: ajustados a las necesidades del mercado	30
4.3.1. Definir requisitos no discriminatorios de admisión al MAE	30
4.3.2. Diversificar los participantes e intereses para negociar.....	31
4.3.3. Ofrecer productos que satisfagan las necesidades y las capacidades para comercializar de los participantes.....	31

4.3.4. Utilizar la gobernanza de los sistemas de negociación para asegurar los compromisos de los participantes del mercado	33
4.4. Liquidez: agrupar y diversificar intereses	34
4.4.1. Dirigir los volúmenes “regulados” a sistemas de negociación asegurados financieramente que ofrecen mecanismos MAE	34
4.4.2. Implementar un esquema de inclusión de creadores de mercado	35
5. Medidas a mediano o largo plazo: obtener los incentivos regulatorios y de mercado adecuados para un mercado líquido sostenible	36
5.1. Simplificar y dinamizar el marco regulatorio.....	36
5.2. Armonizar los esquemas de garantías financieras para mitigar el riesgo sistémico de mercado	36
5.3. Diversificar el MAE y los participantes del mercado organizado	37
6. Evaluación de impacto sobre las ERNC	38
6.1. Mitigación del riesgo financiero	38
6.2. Inquietudes sobre la duración de los contratos actuales.....	39
6.3. Auto equilibrio de las ERNC.....	39
6.4. Hacia más avances.....	40
6.4.1. Valorar “lo verde” de la energía	40
6.4.2. Valorar la demanda en el mercado	41

INTRODUCCIÓN

Las autoridades colombianas están tratando de desarrollar un sector eléctrico más sostenible, y al mismo tiempo fomentar la inversión en tecnologías de baja emisión de carbono y garantizar la seguridad y confiabilidad de la red y el suministro de energía eléctrica. Las autoridades también se han comprometido a tomar nuevas medidas para la apertura del mercado de energía.

La integración de fuentes de energía renovables y especialmente de energías renovables no convencionales (ERNC) en la red de energía eléctrica y posteriormente en el mercado de energía se está volviendo un tema clave y un verdadero reto. La integración de ERNC exige la implementación de instrumentos de cobertura financiera a fin de que los inversionistas obtengan los instrumentos adecuados para seguir invirtiendo.

El Gobierno ha lanzado varias iniciativas para lograr estos objetivos, como la *Misión de la Transformación Energética* y la introducción de subastas de ERNC.

La CREG, en concordancia con las iniciativas del Gobierno, ha propuesto nuevas reglamentaciones y nuevas herramientas para apoyar el desarrollo del sector eléctrico colombiano, y también para el beneficio de los consumidores. La fórmula tarifaria reglamentada incluye parte del precio de largo plazo. Por esta razón, la CREG desea incrementar la transparencia del mecanismo de negociación, la liquidez del mercado de largo plazo y, por lo tanto, la relevancia del precio de largo plazo (documento 106 de la CREG de diciembre de 2017). Para lograr este objetivo, la CREG ha expedido la Resolución 114 de 2018 a fin de incentivar el establecimiento de un mercado anónimo y estandarizado para productos de mediano a largo plazo, “Mercado Anónimo y Estandarizado” (MAE), cuyo precio se incluirá en la fórmula tarifaria. De ahí que el MAE fuera diseñado principalmente para los participantes del mercado regulado, y al mismo tiempo se animará a los participantes del mercado libre a negociar en él.

La CREG busca transferir un precio eficiente al consumidor, minimizando a la vez el riesgo sistémico gracias a la implementación de una gestión eficaz del riesgo crediticio, un trato no discriminatorio de los participantes del mercado y la promoción de la competencia.

Por lo tanto, el MAE se basará en los siguientes principios rectores.

- Eficiencia: la formación de los precios está libre de manipulación y de ejercicio de poder de mercado.
- Transparencia: los participantes del mercado no sufren a consecuencia de asimetrías de información.
- Igualdad o neutralidad: las normas (de negociación y compensación) del mercado son las mismas para todos los participantes y se aplican de igual manera a todos ellos.

El MAE constituye una oportunidad para mejorar la eficiencia y transparencia del mercado de energía en Colombia, al fomentar las operaciones de **contratos estandarizados de largo plazo** sobre una plataforma de mercado **organizada, centralizada, segura y anónima**.

El objetivo del proyecto es presentar recomendaciones que ayuden a mejorar la liquidez de los productos del MAE en Colombia. Las recomendaciones hechas en el presente informe deben tener debida cuenta de (i) la reglamentación, especialmente la relacionada con el mercado anónimo y estandarizado expedida por la CREG, y (ii) su impacto en las políticas gubernamentales de brindar apoyo al desarrollo de las ERNC.

En definitiva, el objetivo de las recomendaciones será promover la formación de precios eficientes (que posteriormente puedan transferirse a la tarifa del usuario final) a través del establecimiento de un fondo efectivo de liquidez, lo cual solo podría lograrse prestando atención a los diversos intereses de todos los tipos de participantes del mercado.

1. COMENTARIOS PRELIMINARES: CARACTERÍSTICAS ESENCIALES DE LOS MERCADOS ORGANIZADOS

1.1. Mercados *spot* y de futuros: complementariedad y coherencia

Los mercados de corto y largo plazo satisfacen diferentes necesidades de los participantes del mercado. Mientras que los contratos de corto plazo se utilizan más que nada para cubrir el riesgo de volumen, los contratos de largo plazo se utilizan para cubrir el riesgo de precio y asegurar ingresos para las inversiones directas. Ambos tipos de contratos contribuyen a la seguridad global del suministro de energía a lo largo de distintos marcos de tiempo. Estos contratos pueden formalizarse en plataformas de mercado organizadas (bolsas de energía) o sobre el mostrador (OTC). Las bolsas de energía tienen como finalidad proporcionar un precio de referencia, especialmente debido a los principios de no discriminación y de divulgación de las normas aplicadas a cada uno de los miembros de sus mercados (sin importar quienes sean), lo cual también puede servir como referencia para quienes negocian en el mercado OTC.

La complementariedad y coherencia de los productos de corto plazo y de futuros inscritos en las plataformas de mercado organizadas constituyen características fundamentales al momento de diseñar dichos mercados.

De hecho, los mercados *spot*, especialmente el del día anterior ("day-ahead"), juegan un papel decisivo para suministrar un precio de referencia confiable (i) para los mercados de largo plazo y (ii) para que el operador del sistema equilibre la red de energía eléctrica en tiempo real, como parte de los acuerdos en los que los participantes del mercado deban responder financieramente por sus desequilibrios.

1.2. Un mercado: ¿qué?

Un mercado organizado deberá garantizar:

- **una ejecución justa y metódica de las órdenes impartidas por los participantes del mercado;**
- **la seguridad en la entrega y el pago de las operaciones;**
- **el anonimato de las transacciones y de la formación de precios.**

El nivel de eficiencia de un mercado se refleja en tres atributos esenciales.

- **Neutralidad:** las normas de negociación y compensación que regulan el mercado son conocidas públicamente, están disponibles para todos los participantes del mercado y son no discriminatorias (es decir, se aplican de la misma manera independientemente del tipo de participante del mercado y de su experiencia).

- **Simetría de la información:** todas las partes tienen acceso a la misma información del mercado. En la práctica, cada participante del mercado siempre tomará la mejor decisión posible en un momento determinado, dada la información pública disponible.
- **Liquidez:** la capacidad del mercado de permitir a sus miembros la ejecución rápida (inmediatez) de sus órdenes, sin impactar el precio de manera significativa (resiliencia). En la práctica, cada participante del mercado puede liquidar una posición abierta siempre que ya no sea atractiva, respaldando así los procedimientos de gestión de riesgos.

1.3. Un mercado: ¿para qué?

Un mercado organizado es utilizado por los participantes del mercado como instrumento para lo siguiente:

- Optimizar sus portafolios mientras se benefician de las condiciones cambiantes del mercado y las oportunidades de arbitraje (entre los diferentes sistemas de negociación o el arbitraje en el tiempo).
- Cubrir la volatilidad de precios y el riesgo de precio, mientras aseguran sus ingresos.
- Mitigar el riesgo sistémico (en particular, p. ej., el de contraparte) a través del servicio de compensación.

Sobra decir que un mercado organizado solo puede llevar a cabo estas funciones si, y solo si, los participantes del mercado en realidad se enfrentan a riesgos y cargan con sus consecuencias, especialmente desde una perspectiva financiera, y por consiguiente si los participantes del mercado tienen los incentivos adecuados para utilizar los instrumentos de cobertura a su disposición a fin de sostener sus actividades comerciales.

1.4. Un mercado: ¿cómo?

Un precio de referencia confiable debería fijarse bajo un enfoque ascendente, desde el corto plazo hasta el largo plazo. Además, la calidad del precio aumenta con una liquidez creciente. A mayor volumen de operaciones y de número de participantes activos, mejor reflejará el precio la situación actual de mercado. Los sistemas y mecanismos confiables de negociación y compensación también son fundamentales en este proceso, especialmente cuando se trata de operaciones de futuros.

La liquidez le permite a una plataforma establecer un equilibrio entre oferta y demanda en (casi) cualquier escenario y proporcionar el llamado precio de referencia. Además, al contar con la liquidez del mercado, la calidad de los precios previene también su volatilidad extrema, la cual no estaría justificada por las condiciones del mercado.

Debe establecerse una **supervisión** efectiva para garantizar que la plataforma proporcione un precio de referencia que refleje las condiciones del mercado, y que la organización y el funcionamiento del mercado sean serios y brinden confianza a sus participantes.

La prohibición de operaciones aprovechando información privilegiada o de abuso del mercado junto con la obligación de publicar "información de carácter relevante" están íntimamente ligadas al tema de la transparencia. Mientras que lo primero va dirigido a la integridad del mercado y la necesidad de que los reguladores recopilen la información pertinente a fin de cumplir con su función de monitoreo, lo segundo va dirigido a crear condiciones equitativas para todos los participantes del mercado brindándoles acceso justo y equitativo a información sobre las operaciones (p. ej.: precios y volúmenes) e información esencial (p. ej.: producción energética prevista).

Si tomamos el ejemplo de Europa, la reglamentación europea exige que se establezca una oficina de vigilancia del mercado en todas las bolsas de energía y los TSO, que trabaje de cerca con las autoridades reguladoras (tanto de energía como financieras) nacionales y europeas. La oficina de vigilancia del mercado debe monitorear el funcionamiento del mercado, es decir, verificar si el precio refleja las condiciones del mercado, si un participante tiene poder significativo sobre la formación de precios o se beneficia de información específica. Cualquier caso sospechoso debe reportarse a la autoridad reguladora nacional para que se haga una investigación más a fondo y se imponga una sanción si fuera procedente.

Vale la pena recalcar aquí que una supervisión adecuada dependerá de un marco regulatorio y jurídico claro y estable.

Es crucial que las reglamentaciones del sector de energía y del financiero sean compatibles. Deben evitarse las lagunas jurídicas y el arbitraje regulatorio que generen falta de claridad en cuanto a la asignación de responsabilidades.

2. CONCLUSIONES DE LA RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN

Se han realizado entrevistas con los principales grupos de interés del mercado de energía por parte del consultor en colaboración con XM. La siguiente sección resume las conclusiones más destacadas de estas entrevistas.

2.1. Una reforma al sector eléctrico aún está en curso

La Ley de Energía de 1994 fue el primer paso para reformar y liberalizar el sector eléctrico en Colombia. Esta ley introduce la formación competitiva de precios en generación, impone la desagregación de los servicios públicos y establece un *pool* del día anterior operado por XM como la piedra angular de este mercado de energía.

Desde entonces, se han introducido varios mecanismos de apoyo con el fin de asegurar inversiones, garantizar la seguridad de la oferta especialmente durante fenómenos climáticos (El Niño y La Niña) y mantener la energía a precios asequibles: cargo por confiabilidad, precio de escasez en el mercado tipo *pool* del día anterior, subastas de ERNC, etc.

Por lo tanto, actualmente el sector eléctrico colombiano se divide en dos segmentos:

- Un segmento regulado donde se aplica una tarifa aprobada por el regulador (la CREG); esto representa casi el 70 % del mercado¹.
- Un mercado libre para grandes consumidores donde los participantes del mercado negocian libremente el precio de la electricidad (principalmente a través de negociación bilateral, mientras que una plataforma organizada de futuros, Derivex, salió al mercado en el 2010).

Sin embargo, la reforma al mercado de energía y las reglamentaciones posteriores aún no logran algunos de sus objetivos, hasta tal punto que el mercado aún está concentrado² y los precios en el mercado bilateral reflejan no solo las condiciones del mercado, sino también el poder de mercado y el riesgo de incumplimiento de la contraparte.

Falta de transparencia y concentración del mercado

La desagregación de los servicios públicos de energía no es totalmente efectiva. Algunas compañías aún están integradas y atienden gran parte de la demanda regulada³, pese a que el objetivo de la reforma al mercado de energía era abrir a la competencia los segmentos de generación y suministro. Es verdad que actualmente hay 92 compañías generadoras y 124 comercializadoras⁴, pero la competencia no es muy intensa y la reforma no ha llevado a una formación transparente de precios.

¹ Rudnick, H. & Velásquez C. [2019]. "Learning from developing country power market experiences: the case of Colombia". *Policy Research Working Paper 8771*. Banco Mundial.

² Análisis de XM: Cuatro compañías, aún verticalmente integradas, cubren más del 85 % de la demanda.

³ *Op. cit.* nota 2.

⁴ Datos de XM.

A pesar de que algunas medidas de mitigación se han implementado para limitar la concentración del mercado (las compañías de servicios públicos que atiendan demanda regulada no pueden tener unas participaciones de mercado superiores al 25 %, o en algunos casos específicos al 35 %⁵), y para poner un límite a las operaciones internas (actualmente el umbral es del 60 %, será del 10 % para el 2027 para compañías de servicios públicos que atiendan por lo menos el 5 % de la demanda regulada⁶), los mercados organizados y los OTC bilaterales para contratos de largo plazo no han brindado todos los beneficios esperados, especialmente en términos de precios confiables e instrumentos de cobertura. El mercado bilateral sufre a consecuencia de asimetrías de información y del poder de mercado, lo que se refleja en los precios de la energía contratada en este mercado, mientras que los comercializadores para la demanda regulada tienen la obligación de obtener su energía a través de subastas (SICEP). Pero estas subastas no están armonizadas: el comercializador es el único que determina los productos, las condiciones de participación, la frecuencia, las normas y las garantías financieras solicitadas para cada subasta. En promedio se requiere de tres meses para convocar e iniciar una subasta.

El mercado organizado establecido y operado por Derivex aún no es líquido con volúmenes de operaciones que representaban el 0,1 % de la carga nacional en el 2019.

Los participantes del mercado no implementan estrategias de manejo dinámico de portafolio, dada la falta de liquidez en el mercado organizado, la falta de transparencia y la existencia de poder de mercado en el mercado bilateral.

Falta de incentivos para cubrir posiciones

El marco regulatorio no proporciona a los participantes del mercado suficientes incentivos (ni siquiera obligaciones) para cubrir sus posiciones tanto en volumen como en precio.

Primero que todo, en lo que respecta a la tarifa para usuarios finales regulados, la fórmula de la tarifa incluye una transferencia por la energía contratada en el mercado bilateral. El mecanismo de transferencia está sujeto a un tope cuando la energía se adjudica a través de las subastas SICEP. El tope solo aplica para una proporción $(1-\alpha^7)$ de la energía contratada, y está determinado en gran parte por las condiciones del mercado (y por lo tanto, también refleja las distorsiones del mercado), puesto que se establece como el precio promedio ponderado del total de las compras en el mercado de contratos bilaterales. Los costos de la energía contratada a través de las subastas de ERNC y en el mercado tipo *pool* se transfieren sin tope.

Esta estructura tarifaria no proporciona incentivos dinámicos para contratar energía de manera rentable para atender la demanda regulada. En definitiva, esta estructura es bastante compleja, al combinar reglamentación basada en costos y precios de mercado, con la aplicación de distintos topes dependiendo del componente de costo de la tarifa (p. ej.: precio de escasez en el *pool*, cargo por confiabilidad, subastas SICEP, etc.). Como consecuencia, los precios de los contratos en el

⁵ Vale la pena mencionar aquí que se considera que este segundo límite será transitorio. El objetivo sigue siendo volver a un límite único del 25 % e incluso más bajo.

⁶ Resoluciones CREG 020 de 1996 y 079 de 2019.

⁷ El coeficiente " α " es específico para cada compañía, las compañías de servicios públicos verticalmente integradas tienen un coeficiente más alto que las no integradas.

mercado regulado se han venido estableciendo con un recargo de cerca del 20 % por encima de los precios del mercado liberalizado⁸.

Además, el diseño de los acuerdos entre los participantes del mercado y XM, como operador del sistema, y la responsabilidad asignada entre los distintos grupos de interés con respecto al equilibrio en el sistema eléctrico no ofrece a los participantes del mercado incentivos para que se autoequilibren. De hecho, las programaciones del día anterior no se fijan en firme, y en caso de cambios en la programación solicitados por los generadores, se ocasionarían penalizaciones extremadamente bajas y en muy pocos casos. Por otra parte, el lado de la demanda no es activo en el *pool* y tiene pocas obligaciones o ninguna para asegurar su contratación de energía, hasta el punto de que se le ha puesto fin a la obligación de que los comercializadores de demanda regulada contraten parte de su suministro mediante contratos de largo plazo. Eso significa que sin los incentivos de una tarifa fuerte, la "demanda regulada" no estará activa en un mercado de futuros (como el MAE), y puede quedar expuesta en gran medida al precio del *pool*. Esto también aumenta de manera considerable el riesgo sistémico de todo el sector eléctrico, y también puede impactar la seguridad del suministro y la suficiencia de generación a largo plazo al limitar el deseo de invertir en nuevas capacidades de generación.

Como consecuencia, los participantes del mercado no realizan un manejo dinámico del portafolio: la mayoría de ellos toman una posición en el mercado bilateral de futuros y luego no la ajustan en el tiempo y, en el peor de los casos, simplemente quedan totalmente expuestos en el mercado tipo *pool* del día anterior.

2.2. Con un riesgo sistémico creciente, no abordado por los participantes del mercado

En el mercado de largo plazo

Los contratos de suministro en el mercado bilateral tienden a negociarse a plazos más largos que antes. Lo normal era hacer un contrato por 2 a 5 años, mientras que ahora se negocian contratos hasta por 15 a 20 años. Esta tendencia se deriva en particular de los objetivos de la política energética del Gobierno de promover la inversión en ERNC, y de la necesidad de los inversionistas de asegurar sus ingresos a más largo plazo para la financiación de sus proyectos.

Sin embargo, esta prolongación de la duración de los contratos de suministro podría impactar la estabilidad financiera del mercado de energía, ya que no existe una obligación subsiguiente para los participantes del mercado de mitigar el riesgo de contraparte. Los comercializadores deciden si brindan o no garantías cuando organizan subastas SICEP, las cuales son utilizadas por los comercializadores que atienden el mercado regulado, es decir, el 70 % del mercado de energía; ¡esto es significativo!

⁸ *Op. cit.* nota 2, página 35.

En términos más generales, las garantías constituidas en los mercados bilaterales (bien sea para subastas SICEP o contratos de suministro en el mercado no regulado) no son obligatorias, ni son garantías armonizadas cuando se han implementado (como se explica en la sección 2.1) y, por lo tanto, no ofrecen una cobertura segura contra el riesgo de incumplimiento de la contraparte. El 80 % de la contratación de energía se lleva a cabo a través de contratos de futuros.

Es más, las garantías financieras constituidas por los participantes en las subastas de ERNC solo cubren un año de suministro (mientras que los contratos tienen una duración de mínimo 15 años), en tanto que la renovación está sujeta a una evaluación anual, lo que significa que posiblemente no se renueve la garantía.

Este riesgo de crédito o de incumplimiento de la contraparte se refleja en los precios de los contratos de suministro (incluso, y en especial, para la demanda regulada): se aplica un recargo al precio de la energía dependiendo del perfil de riesgo de los comercializadores. En algunos casos, algunos comercializadores ni siquiera logran encontrar ofertas adecuadas en el mercado que atiendan su demanda, debido a la percepción de su perfil de riesgo. Por consiguiente, se dan las condiciones para que se ejerza el poder de mercado. Esto contraviene los objetivos del Gobierno y la CREG de obtener una tarifa "rentable" y moderada, y de promover la competencia tanto por el lado de la generación como del suministro. En efecto, esta situación limita la capacidad de cambiar de un proveedor a otro y de que los comercializadores diversifiquen sus fuentes de energía, limitando así las oportunidades de negociación.

En el mercado spot

En este momento, algunos de los agentes en el mercado (y no solo los pequeños) tienen una exposición casi completa al precio del *pool*. La exposición de los participantes del mercado al precio del *pool* representa en promedio un 20 % de la demanda atendida en Colombia⁹. Esta situación se debe principalmente a la falta de transparencia y a la dificultad de algunos de los participantes para negociar en el mercado de contratos bilaterales.

La CREG ha tomado algunas medidas con el fin de mitigar el riesgo sistémico. Pero estas medidas tienen efectos limitados y solo afectan al mercado *spot*. De hecho, XM (ASIC) solicita garantías bancarias a los participantes del mercado. Estas garantías tienen en cuenta la posición de los participantes en los mercados de contratos bilaterales y están calculadas para cubrir únicamente dos meses de sus actividades de comercialización en el mercado *spot*. Vale la pena recordar aquí que lo negociado en el mercado *spot* representa por lo general cerca del 20 % de las actividades de comercialización.

En lo que respecta a la CROM (capacidad de respaldo de operaciones en el mercado), esta ofrece una herramienta para limitar la exposición de los participantes que estén activos en el mercado libre. No se trata de una herramienta para mitigar el riesgo sistémico, sino más bien de un tipo de límites de negociación (que por supuesto es algo valioso). Esto significa que los efectos de la CROM en términos de la estabilidad financiera del sistema eléctrico son limitados, hasta tal punto que:

- solo está dirigida a participantes del mercado libre, es decir, el 30 % del total del mercado de energía;

⁹ Datos de XM.

- tiene un alcance restringido, pues establece un límite de capacidad mensual para los generadores, el cual ocasiona el aporte de garantías bancarias para la cantidad correspondiente en XM;
- tiene un límite de tiempo, es decir, el mecanismo se revisa cada mes y la evasión exige un monitoreo continuo.

Este análisis está sustentado por Jara (2016)¹⁰ quien señala los siguientes problemas en el mercado eléctrico colombiano:

- opacidad en la formación de precios;
- iliquidez;
- discriminación de precios según los participantes del mercado y diferenciación entre el precio de los contratos para el mercado regulado y el no regulado;
- ausencia de garantías estrictas, lo que conduce a la situación donde algunos de los participantes no pueden tomar parte en algunos mecanismos de contratación bilateral al no cumplir condiciones crediticias, mientras los costos crediticios están implícitamente incorporados en la fijación de precios de los contratos.

2.3. Pero ya se cuenta con algunos elementos facilitadores para desarrollar un mercado de futuros efectivo

DERIVEX ha venido operando por 10 años y su organización, sus normas y procedimientos cumplen con los estándares internacionales de la industria, tanto para negociación como para compensación.

Los servicios de compensación que presta la CRCC son equivalentes a los de los EE. UU. o Europa: están altamente regulados, sujetos a informes y supervisión estrictos. La reglamentación financiera vigente en Colombia se adhiere a un marco similar a los de la europea y la estadounidense.

Asimismo, vale la pena mencionar aquí que el sistema bancario también se utiliza para brindar servicios relacionados con las actividades de compensación. Algunos bancos (especialmente los principales) están inscritos como miembros compensadores en la CRCC y están actuando como enlace con los intermediarios para brindar servicios adecuados en materia de garantías y de constitución de márgenes para los participantes del mercado interesados. Aunque los intermediarios son una capa adicional y pueden parecer una barrera para el dinamismo en las operaciones, ellos juegan un papel importante por el momento para restringir el riesgo de incumplimiento y los errores en las órdenes de transacciones gracias al conocimiento que tienen del mercado.

No obstante, la falta de liquidez en el mercado organizado de futuros impide el desarrollo de servicios de compensación rentables. De hecho, debido a la falta de liquidez en el mercado, los requerimientos de márgenes se estiman con base en el precio *spot*. La volatilidad de los precios *spot* se refleja entonces en el mercado de futuros, aunque esto normalmente no debería ser así. Esto

¹⁰ Citado por Rudnick y Velásquez (2019). *Op. cit.* nota 2.

resulta ineficiente para cubrirse contra la volatilidad de precios (lo cual es uno de los objetivos de negociar contratos de futuros) de manera rentable.

Ahora tenemos un círculo no virtuoso: la concentración del mercado, la falta de transparencia y de incentivos regulatorios para negociar restringen el desarrollo de la liquidez en el mercado organizado de futuros, previniendo la aparición de un precio de referencia confiable y justo, uno que debería crear confianza en el mecanismo de mercado propuesto, aumentando aún más su liquidez, y la diversificación de sus participantes y productos.

2.4. Necesidades y expectativas

Los grupos de interés entrevistados han expresado las siguientes necesidades y expectativas con respecto al MAE (y en términos más generales, pasos adicionales necesarios en la reforma al mercado de energía):

- Los instrumentos de cobertura son necesarios para asegurar flujos de inversión y financieros en el sector eléctrico.
- El trato justo y no discriminatorio de los participantes del mercado es necesario para crear condiciones equitativas y por consiguiente generar confianza y liquidez.
- El mercado de energía debe ser más transparente, debe lucharse contra la asimetría de información para evitar el ejercicio de poder de mercado.
- El MAE será una herramienta para gestionar el riesgo de contraparte y asegurar los pagos entre los participantes del mercado.
- En el mercado bilateral también se requiere de más estandarización, especialmente en materia de productos y mecanismos de garantías financieras.
- Los costos relacionados con el MAE se transferirán a la tarifa (como parte de una serie de medidas), a fin de incentivar su uso y de ahí crear un *pool* de liquidez suficiente para obtener un precio de referencia confiable.

Sin embargo, cuando se propongan los pasos concretos para establecer el MAE, hay que tener en cuenta la resistencia al cambio o los obstáculos operativos internos para ciertas compañías. Por estas razones, es necesario que la implementación de las recomendaciones se haga de manera progresiva, y la capacitación será un motivador clave para que se acepten las recomendaciones y los beneficios esperados.

3. ELEMENTOS FACILITADORES PARA UN MERCADO LÍQUIDO DE FUTUROS DE ENERGÍA

3.1. Observaciones preliminares

Con base en los resultados de las entrevistas, el marco regulatorio y jurídico vigente, y estudios previos sobre la organización del sector eléctrico en Colombia, el consultor propone algunas recomendaciones para promover elementos facilitadores que conlleven a un MAE exitoso. Las recomendaciones también se basan en la solicitud presentada por Derivex y la CRCC de certificar sus mercados de futuros como "MAE", y la Resolución 206 expedida por la CREG el 22 de noviembre de 2020 tras la presentación de esta solicitud.

Si un mercado es transparente, no discriminatorio y está bien diseñado, contará con la confianza de los participantes del mercado además de la de las autoridades. Un mercado seguro produce un precio de referencia confiable si, y solo si, la formación de precios se basa en un *pool* de liquidez adecuado.

El objetivo de estas recomendaciones es resaltar los prerrequisitos y las condiciones para el establecimiento y desarrollo de un MAE líquido. Estas condiciones están organizadas en cuatro categorías y por implementación a corto, y mediano o largo plazo.

El consultor ha prestado especial atención a proponer recomendaciones específicas y a la medida para el sector eléctrico colombiano y los grupos de interés. Esto significa que las recomendaciones propuestas tratan de abordar los intereses, retos y riesgos a los cuales el mercado y sus grupos de interés se enfrentan y se enfrentarán. La eficacia de las recomendaciones en el logro de los objetivos trazados no se basa en la implementación de medidas individuales sino en la combinación de las diferentes medidas dentro de los cuatro campos arriba mencionados.

También vale la pena mencionar que la estructura del mercado colombiano combina segmentos de los mercados regulado y libre. El MAE fue diseñado principalmente para participantes del mercado regulado, pero a los participantes del mercado libre también se les debería permitir negociar en él. Por esta razón, y con el objetivo de no dividir la liquidez del mercado sin dejar de garantizar condiciones equitativas, las recomendaciones también combinan medidas obligatorias y medidas con base en incentivos, dependiendo de los participantes del mercado objetivo y el apalancamiento en juego.

3.2. ¿Qué buscamos? Objetivos del MAE

Con el MAE, un instrumento de cobertura de mercado diseñado para participantes del segmento regulado, la CREG busca una formación de precios justa, que refleje las condiciones del mercado, para los contratos de energía de largo plazo. Esto se hace para mandar la señal adecuada y estimular la inversión, garantizando al mismo tiempo la seguridad del suministro.

La Resolución CREG 114 de 2008, que recuerda los principios expuestos en la Ley 143 de 1994 de reforma al sector eléctrico, establece los siguientes principios para el diseño y operación del MAE:

- eficiencia;
- transparencia;
- neutralidad;
- confiabilidad.

Y su éxito se medirá particularmente a través de la competencia efectiva que promueve (es decir, ausencia de poder de mercado, liquidez) y la representatividad del volumen transado (es decir, la cantidad y diversidad de los participantes activos del mercado).

Esto significa que el MAE debería organizar y garantizar:

- La seguridad financiera de las transacciones a través de sistemas confiables y de probada eficacia para la gestión de las liquidaciones y del riesgo de incumplimiento, como la proporcionada por una cámara de compensación autorizada.
- Una formación de precios relevante, oportuna y simétrica.
- El anonimato de las órdenes y las transacciones.
- La divulgación de sus procesos y normas para negociación y compensación.
- Una implementación y operación rentables.

Por eso, la CREG ha propuesto una transferencia (cuyo alcance aún está por aclararse) de los costos del MAE a la fórmula tarifaria.

En el fondo, esto también puede contribuir a que los precios o índice del MAE se conviertan en la referencia para el mercado bilateral no estandarizado, más aún debido a que el MAE debe ser utilizado por los participantes del mercado tanto del segmento regulado como del no regulado, de tal manera que la liquidez no se divida.

3.3. Prerrequisitos

El MAE es un instrumento de cobertura para lo siguiente:

- Asegurar ingresos a lo largo del tiempo, al mitigar el riesgo de precio debido a cambios en las condiciones del sistema eléctrico y del mercado.
- Mitigar el riesgo de contraparte, al ofrecer mecanismos seguros de liquidación y riesgo crediticio (similares, o idénticos, al de compensación).
- Actuar como mediador entre productos y mercados (o incluso especular, una vez que el mercado haya alcanzado cierto nivel de liquidez) dentro del marco de una estrategia de manejo dinámico de portafolio.

Los participantes del mercado tienen que enfrentarse a riesgos y cargar con sus consecuencias para poder cubrirse contra ellos en el MAE. En ese sentido, el MAE podría verse como una herramienta para facilitar la transición a un mercado más abierto.

3.3.1. Un marco regulatorio claro y estable

Los participantes del mercado necesitan tomar decisiones en un contexto regulatorio estable y justo, que brinde certeza sobre el futuro del MAE.

El marco regulatorio **debe generar suficiente certeza** para los participantes del mercado a fin de desarrollar estrategias de mediano y largo plazo, y posteriormente asumir un riesgo razonable. ¡Vale la pena recalcar aquí que los riesgos pueden asegurarse (a través de un mecanismo de mercado), mientras que las incertidumbres (jurídicas y reglamentarias) no son asegurables!

Esto significa que:

- **La desagregación de los servicios públicos debe ser eficaz** por lo menos desde una perspectiva funcional con una estricta separación entre las unidades de negocio de generación, negociación y comercialización (es decir, desagregación contable que incluya una muralla china: normas estrictas para prohibir que se comparta información confidencial en materia comercial entre las diferentes actividades o los departamentos de las empresas de servicios públicos, para organizar la movilidad del personal y los servicios comunes). Esto es para impedir que se realicen operaciones aprovechando información privilegiada, lo cual impide el establecimiento de condiciones equitativas con suficiente liquidez.
- El regulador certificará como **sistemas de negociación "MAE"**, aquellos que (i) cumplan con los principios del MAE tal como establece la Resolución CREG 114 de 2018 y (ii) **que brinden el mismo nivel de seguridad financiera.**

Es de suma importancia recalcar aquí que el riesgo de contraparte se maneja de la forma más eficiente a través de un servicio de compensación, donde una cámara de compensación actúa como contraparte central de todas las transacciones autorizadas. Las garantías bancarias no ofrecen un nivel tan alto de mitigación de riesgo ni permiten mitigar el riesgo sistémico con el mismo nivel de seguridad.

- **Se debe tener debida cuenta de las transacciones en el MAE al calcular la posición** de los participantes del mercado utilizados como referencia por parte de XM para solicitar una garantía financiera que cubra la posición abierta prevista de estos en el mercado *spot*.

De hecho, XM incorpora en su cálculo las transacciones en el mercado bilateral. Ya que el MAE fue diseñado como una alternativa y complemento al mercado bilateral actual, se generaría una distorsión excesiva de no hacerlo así y sería un gran obstáculo para su desarrollo.

- **Las normas para la transferencia de los costos del MAE a la tarifa regulada deben ser claras y deben reconocer el valor añadido del MAE para combatir el riesgo sistémico** y por consiguiente su contribución para asegurar todo el mercado y el sistema eléctrico.

Esto significa que la reglamentación discriminará de manera positiva a los participantes del mercado que negocien en el MAE con respecto a los que negocian en el mercado bilateral, en términos de transferencia de sus costos a la tarifa. De hecho, el MAE ofrece un nivel superior de seguridad financiera, y una cobertura contra el riesgo sistémico, para beneficio de todos los participantes del mercado (sin tener en cuenta si negocian en el MAE o en el mercado bilateral, o incluso en el mercado *spot*).

Por estas razones:

1. El **mecanismo de auditoría ex post** propuesto en la **Resolución CREG 206 de 2020** genera **incertidumbre** y hace más riesgoso el ambiente comercial para los participantes del mercado. De hecho, la transferencia de costos del MAE será sometida a una auditoría, cuyos resultados podrían discutirse luego, provocando un retraso prolongado en la transferencia de los costos. Además, en caso de la "descertificación" de un sistema de negociación, la transferencia de costos sigue vigente hasta la fecha de descertificación, pero ¿qué pasará con las posiciones abiertas? Aún será posible negociarlas en la plataforma, pero con una posibilidad casi inexistente de cerrarlas, ya que nadie las negociará más, hasta tal punto que no habrá incentivo financiero para hacerlo. El borrador de la resolución actual no ha previsto las consecuencias de una descertificación, especialmente en términos de riesgo sistémico y de un creciente poder de mercado en el mercado bilateral, el cual será la única alternativa para cubrir una posición o cerrar una abierta.

Este mecanismo parece aún más contraproducente pues uno de los objetivos del MAE es el de asegurar financieramente las transacciones. Sin embargo, la compensación del mercado propuesto por Derivex y la CRCC se hace a través de una cámara de compensación autorizada y altamente supervisada, cumpliendo con los estándares regulatorios y operativos internacionales. Esto significa que el mecanismo propuesto ya ha sido evaluado, probado y reconocido por su solidez tanto por las autoridades como por el mercado.

No hay necesidad de añadir reglamentación a la reglamentación, supervisión a la supervisión, dados los objetivos asignados al MAE.

2. Por otra parte, la **frecuencia de las auditorías** (6 meses después del lanzamiento al mercado y posteriormente cada año) no concuerda con la organización del mercado ni con el tiempo necesario para el desarrollo paso a paso de un *pool* de liquidez. De hecho, la generación de liquidez es un proceso en el que se requiere tiempo para ganar la confianza de los participantes del mercado y para permitir a estos que ajusten su organización interna y su estrategia de negociación al nuevo contexto regulatorio y a las oportunidades del mercado.

Por estas razones, la primera auditoría no debería hacerse antes de por lo menos 2 o 3 años después de que se ponga en marcha el mercado. Las auditorías no deberían concentrarse en indicadores de "mercado", sino más bien en procesos y procedimientos para garantizar que exista un mercado justo y ordenado, a fin de monitorear el avance en el logro de los objetivos establecidos por la ley.

Actualmente, la Superintendencia Financiera de Colombia (SFC) solicita estas auditorías periódicas. Las bolsas y cámaras de compensación deben cumplir requisitos en materia de informes obligatorios ante la SFC. Aquí existe el riesgo de que se crucen las actividades de supervisión de los dos reguladores, lo que probablemente conlleve a costos administrativos adicionales para las bolsas y a una posible laguna jurídica en la supervisión, especialmente si no se pone la debida atención a esto último.

3. En lo que respecta a **los indicadores y al índice sintético propuestos**, estos pueden tener sentido para un mercado ya desarrollado y líquido. Algunos de los indicadores propuestos pueden ser más relevantes para un mercado naciente (como el MAE en Colombia),

y por tanto es discutible el establecimiento de unos umbrales uniformes (sin tener en cuenta el nivel de desarrollo del mercado) para evaluar el cumplimiento de los objetivos por parte del mercado, cuando lo ideal sería evaluar el progreso y el desarrollo del mercado, que de hecho son más relevantes. Los umbrales establecidos también son bastante estrictos y altos, dada la estructura actual del mercado. Vale la pena mencionar aquí que la Resolución 114/2018 no hacía referencia a los umbrales. Por esta razón, es aconsejable reconsiderar los indicadores y los umbrales asociados tal como se proponen en la actual propuesta en borrador de la Resolución CREG 206, en la medida en que estos también pueden afectar la liquidez en lugar de promoverla.

También convendría tener presente que el mercado de energía colombiano es relativamente pequeño, dada también la división actual entre los segmentos regulado y no regulado del mercado.

4. La Resolución 206 se complementará con otra resolución para detallar las modalidades de la transferencia de los costos asociados al MAE en el componente "G" de la fórmula tarifaria. Sin embargo, ya se puede decir que la transferencia propuesta del 0,4 % del precio de la energía, para tener en cuenta los costos administrativos (comisión por transacción, comisión de intermediario, tarifa por servicios de compensación y además los costos financieros relacionados con la constitución de garantías y los requerimientos de márgenes) es más que baja. De hecho, (i) estos costos no solo son proporcionales al precio de la energía, sino que hay costos fijos que representan una porción significativa de estos costos asociados al MAE, (ii) **el esquema de transferencia propuesto no valora correctamente los beneficios que brindan los servicios de compensación** para asegurar a todo el mercado contra el riesgo sistémico (como se explicó anteriormente), y (iii) esto no ofrece suficientes incentivos para tomar posiciones en este nuevo mercado, y traer algo de liquidez que lo active, aunque puede ser beneficioso para toda la comunidad del mercado en términos de transparencia y solidez en la formación de precios.

Es posible que las compañías de servicios públicos tengan diferentes criterios para asignar costos de negociación y compensación dentro de sus departamentos o unidades de negocio. Esto puede impactar su deseo de negociar en el MAE, especialmente si las normas de transferencia son demasiado complejas y no consideran los costos de negociación y compensación junto con el precio de la energía.

3.3.2. Un incentivo para auto equilibrarse en el mercado del día anterior

Los participantes del mercado deben ser responsables por las desviaciones provenientes de la diferencia entre la energía que contratan en el mercado de contratos bilaterales y la programación real de su inyección o retiro de energía. Por lo general, esto es lo que debería suceder. Sin embargo, las normas para ajustar las programaciones y los controles *ad hoc* y las penalizaciones no son lo suficientemente estrictos para evitar malas conductas, además de posibles manipulaciones al mercado, por ejemplo, la de no cumplir a propósito con los compromisos contractuales de entrega de energía, lo cual podría generar una escasez artificial, un aumento subsecuente del precio y poner en peligro la seguridad del suministro.

De ahí que deba abogarse por **la firmeza de las programaciones del día anterior, y por normas y controles más estrictos para los ajustes en la programación.**

Actualmente está en proceso una reglamentación para reafirmar las obligaciones de auto equilibrio. Como consecuencia indirecta, esto podría promover el interés de negociar en el MAE para mitigar la volatilidad del precio *spot*, y de este modo incrementar la seguridad financiera del mercado, ya que los sistemas de negociación que ofrecen mecanismos MAE deberán garantizar un alto nivel de seguridad para su liquidación financiera.

4. MEDIDAS A CORTO PLAZO: DISMINUIR LA INCERTIDUMBRE Y AUMENTAR LA TRANSPARENCIA PARA TENER CONDICIONES EQUITATIVAS

Las recomendaciones se han elaborado dentro de un marco peculiar, donde se diseñan y promocionan herramientas de mercado para un segmento regulado (es decir, en un ambiente todavía altamente regulado). Los incentivos económicos usuales no funcionan del todo bien en este caso. En realidad, a los principales participantes del mercado, por ejemplo, se les permitirá transferir costos (o por lo menos parte de ellos) generados por el MAE a la tarifa regulada, lo que significa que ellos no asumirán por completo los riesgos financieros habituales del mercado, sobre todo porque igual pueden tener una posición totalmente abierta en el mercado tipo *pool* (es decir, ellos pueden transferir el riesgo sistémico al mercado tipo *pool*). Además, el MAE está abierto a todos los participantes del mercado, por estar activo en los segmentos de los mercados regulado y libre: los participantes no serán sensibles y reactivos frente a los mismos tipos de medidas para promover la liquidez del MAE, y también será importante no crear otro tipo de discriminación entre los participantes del mercado. Por esta razón, algunas de las recomendaciones requieren la implementación de medidas "obligatorias" y no solo simples incentivos financieros.

Las medidas propuestas de corto plazo buscan principalmente crear un ambiente más seguro y estable para las negociaciones.

4.1. Regulación y supervisión: brindar los incentivos adecuados

El efectivo **monitoreo del mercado**, la **estricta** implementación de la reglamentación existente (umbral para operaciones internas, límite a la participación del mercado, etc.), y la aplicación de sanciones en caso de incumplimiento de la reglamentación son esenciales para crear condiciones equitativas.

El objetivo es luchar contra el ejercicio real, percibido o posible del **poder de mercado**, además de evitar el arbitraje regulatorio que podría conducir a lagunas jurídicas, y por último, aunque no por ello menos importante, para mitigar parcialmente el riesgo sistémico.

4.1.1. Fomentar la cooperación entre los reguladores

Los reguladores financieros y del sector energético deben cooperar para asegurarse de que sí supervisan todos los segmentos de mercado (del día anterior, futuros) y todos los sistemas de negociación (comercialización en bolsa y en OTC o bilateralmente). Esta cooperación también es necesaria para asegurarse de que cada autoridad tenga una visión integral de las transacciones que analiza y así evitar lagunas jurídicas.

El primer paso que necesitan tomar los reguladores es el de sistemáticamente **compartir toda la información relevante** dentro de su ámbito:

- Los elementos del mercado de energía (producción, consumo, disponibilidad de unidades generadoras o red de transmisión...).
- La lista de los participantes del mercado que estén en riesgo (desde una perspectiva financiera por ejemplo, ya que un participante en una mala situación económica tiene más probabilidades de participar en transacciones sospechosas).
- Toda conducta sospechosa por parte de un participante del mercado que pudiera tener un impacto en los precios.
- Toda investigación abierta para evaluar un posible incumplimiento de las normas de la bolsa.

También debería organizarse el intercambio de metodologías de investigación, así como también el intercambio sistemático de información.

Ejemplo de cooperación:

En caso de que uno o varios participantes logren dominar un mercado, los precios formados en la bolsa se mantendrán de manera artificial en un nivel diferente de aquel que se impondría en un ambiente de competencia justa. Mientras los precios establecidos para el mercado de futuros se transfieren a los consumidores finales, la misión del regulador de energía es garantizar que estos sean justos y representativos de las condiciones del mercado.

El regulador financiero no solo monitorea las cuotas de mercado como un cálculo aproximado del poder de mercado, sino también otros indicadores, por ejemplo, la colocación atípica de órdenes, que podrían mandar señales equivocadas sobre las condiciones del mercado e impactar los precios. El regulador financiero debe alertar de manera sistemática al regulador de energía en caso de que detecte un posible ejercicio de poder de mercado o abuso de mercado. El regulador del sector energético y el supervisor entonces hacen análisis adicionales que involucren, por ejemplo, el equilibrio real de la oferta y la demanda en el mercado de energía, la falta de disponibilidad de unidades de generación, las condiciones del tiempo, los precios de otros bienes transables, la información sobre el participante del mercado... Esa es la naturaleza complementaria de ambos análisis que les ayudarán a los reguladores a determinar si confirman o no los supuestos incumplimientos.

4.1.2. Establecer una transferencia completa de los costos del MAE a la tarifa

El MAE fue diseñado para los participantes del mercado regulado. Por consiguiente, la tarifa debería integrar los costos del MAE en su fórmula, para reconocer así la complementariedad entre el MAE y los mercados de contratos bilaterales, donde los costos de la energía contratada se transfieren (parcialmente) a la tarifa.

El precio de compensación de mercado en el MAE será el resultado de las condiciones del mercado. El riesgo de contraparte correrá a cargo de la cámara de compensación. Por consiguiente, el precio

de la energía no reflejará el poder de mercado, al contrario de lo que se ve actualmente en el mercado bilateral.

Por estas razones, **todos los costos relacionados con el MAE, es decir, comisiones por transacción, tarifa por servicios de compensación, así como los costos de las garantías y otros requerimientos de márgenes, además del precio de la energía compensado en el MAE se transferirán a la tarifa para los participantes del mercado regulado.**

Se aconseja también implementar **un mecanismo de reparto de ganancias** para compartir las “ganancias” de la cobertura entre el proveedor y los usuarios finales. Este será un mecanismo efectivo para atraer volumen de negociación y generar liquidez para el MAE.

Veamos un ejemplo.

Un comercializador prevé estar corto en el mercado *spot* y necesita cubrir su riesgo con una posición larga en el MAE. Luego comprará contratos de futuros para cubrirse contra un aumento de precios. Si el precio sube, entonces el comercializador tendrá una ganancia (la diferencia entre el precio *spot* y el compensado en el MAE). Será similar a una situación en la que hubiera comprado su posición descubierta al precio del MAE y no al precio del *pool*. Luego le transferirá el costo de esta energía a la tarifa.

Si el comercializador ha comprado en promedio a un precio por debajo de la base (según se define en la Resolución CREG 206 de 2020), transferirá la cantidad del precio base a la tarifa, y luego obtendrá una ganancia. De lo contrario, si compra al promedio de los precios de mercado, no obtendrá ganancia alguna.

Sin embargo, el esquema de "incentivos" propuesto por la CREG solo puede proporcionar el incentivo adecuado si el mercado es lo suficientemente líquido, con una gran variedad de intereses. Indudablemente, este no será el caso al comienzo del MAE (lo que es normal, pues toma tiempo crear un mercado líquido, con una fase de aprendizaje para todos los participantes del mercado).

Por esta razón, un esquema de incentivos para compartir las ganancias (resultante de la diferencia de precios entre el precio del *pool* y el precio del MAE) entre los comercializadores y los usuarios finales es altamente recomendable. Este esquema cumplirá los objetivos del MAE de obtener una tarifa asequible para los usuarios finales regulados y asegurar los flujos financieros entre los participantes del mercado. El precio de referencia en esta propuesta es el subyacente del MAE, logrando un enlace económico directo y significativo entre los dos mercados.

Como segunda mejor opción, el reparto de ganancias podría basarse en el desempeño de la empresa de servicios públicos en comparación con el mercado (es decir, se calcula el precio de referencia como el precio promedio de mercado para el mismo producto o una combinación de productos). El precio de referencia ha de definirse con base en el conjunto de productos cotizados, su liquidez y su vencimiento. Se requerirá de una serie de datos relevantes especialmente para disminuir las consecuencias indirectas debido a condiciones específicas de mercado, y evaluar la relevancia y precisión del precio de referencia.

4.2. Transparencia: establecer un mercado confiable

A fin de apoyar una competencia justa y abierta, y de garantizar unas condiciones equitativas entre todos los participantes del mercado de energía, es necesario imponer la transparencia de toda información pertinente y monitorear de cerca las transacciones del mercado para detectar cualquier intento de fraude.

Es esencial, por ejemplo, prohibir toda negociación basada en información privilegiada y disuadir las manipulaciones del mercado mediante la implementación de informes obligatorios sobre las órdenes y transacciones realizadas por los participantes del mercado, tanto en las bolsas como en el OTC o bilateralmente. Debe establecerse el marco regulatorio adecuado a fin de (i) permitir a todas las partes la notificación al regulador sobre posibles incumplimientos, (ii) brindar al regulador los medios para investigarlos y (iii) en definitiva, imponer penalizaciones en caso de manipulaciones comprobadas.

Vale la pena mencionar aquí que el objetivo no es publicar información comercialmente sensible ni revelar estrategias de comercialización; el objetivo es publicar una recopilación de datos pertinentes para la evaluación del estado del sistema eléctrico, lo cual puede impactar las condiciones del mercado, con el fin de prevenir su abuso o manipulación y permitir un monitoreo eficiente del mercado por parte de los reguladores.

4.2.1. Promover la oferta y el acceso a los datos de operación del sistema y del mercado

En línea con los objetivos anteriores, debe imponerse la publicación obligatoria por parte de los participantes del mercado (principalmente generadores y al operador del sistema y administrador del mercado colombiano (XM)) de los datos que posean y que sean relevantes para la formación de precios. Estos datos se refieren a la información que ofrezca indicios sobre el estado de equilibrio entre el suministro y la demanda de electricidad, y que por consiguiente tenga un impacto en el nivel de precios establecido en el mercado de energía para diferentes horizontes temporales (futuros y *spot*).

La información que usualmente se considera tan relevante como para publicarla se divide en cuatro categorías

- **Generación: producción de energía y pronósticos de producción**
 - Capacidad instalada por tipo de producción y por unidad de producción.
 - Embalses y almacenamiento hídrico.
 - Generación real por tipo de producción y por unidad de generación.
 - Pronóstico de generación por tipo de producción y por unidad de generación.
 - Falta de disponibilidad de unidad de generación de energía, planeada o imprevista.
- **Consumo**

- Consumo real de energía.
- Pronósticos de consumo de energía.
- **Transmisión**
 - Falta de disponibilidad de infraestructura de transmisión adecuada.
 - Pronóstico de capacidad de transmisión entre países fronterizos.
 - Intercambios programados entre países fronterizos.
- **Reservas/equilibrio**
 - Capacidad ofrecida y activada: volúmenes y precios.
- **Manejo de la congestión**
 - Volúmenes de intercambio compensatorio, volúmenes de redespachos internos y con países fronterizos (cuando sea del caso).

En líneas generales, cualquier información que no se haya hecho pública y que, de hacerse pública, pudiera tener un impacto en los precios de mercado debe considerarse como información de carácter relevante. Deben prohibirse las negociaciones con base en el conocimiento de esta información y, de todos modos, la información de carácter relevante debería hacerse pública.

4.2.2. Implementar informes obligatorios

La CREG tendrá acceso a un conjunto de datos integrales para el correcto monitoreo del mercado. La publicación de datos de transparencia tiene como finalidad contribuir a este objetivo. Esto debe complementarse con una obligación de los participantes del mercado de informar a la CREG sobre sus actividades de comercialización. Esta obligación la pueden cumplir los sistemas de negociación que ofrecen mecanismos MAE, en nombre de los participantes del mercado (como es el caso, por ejemplo, en Europa donde las bolsas y los intermediarios ofrecen este servicio).

El alcance del requisito en materia de informes obligatorios aplicará para todos los participantes del mercado (sin tener en cuenta si realizan operaciones o no en un sistema de negociación que ofrece mecanismos MAE, o incluso en el mercado bilateral), cubrirá órdenes, transacciones y operaciones abiertas de participantes del mercado tanto en bolsas como en OTC o bilateralmente.

Gracias a este conjunto de datos, la CREG puede entonces supervisar el mercado de energía (*spot* y de largo plazo) y definir alertas para detectar toda conducta fraudulenta, manipulación, etc.

Además, los participantes del mercado tendrán la obligación de informar a la CREG inmediatamente de toda actividad de negociación basada en información privilegiada.

Desde el 2011, se han implementado medidas similares en Europa a través de un marco regulatorio (como por ejemplo, los reglamentos REMIT¹¹, MiFID II¹², MiFIR¹³).

¹¹ Reglamento (UE) No. 1227/2011 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2011 sobre la integridad y transparencia del mercado mayorista de energía.

¹² Directiva 2014/65/EU del Parlamento Europeo y del Consejo, de 15 de mayo de 2014 relativa a los mercados de instrumentos financieros.

REMIT: Reglamento (UE) No. 1227/2011 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2011 sobre la integridad y transparencia del mercado mayorista de energía.

El REMIT introdujo requisitos de informes de manera gradual desde octubre del 2005.

El alcance del REMIT cubre la comercialización de energía física y de derivados de energía. Este aplica a contratos de gas y electricidad, incluidos: (1) contratos para el suministro de electricidad o gas natural cuando la entrega se hace en la Unión Europea, (2) derivados correspondientes a electricidad o gas natural producidos, comercializados o entregados en la Unión Europea, (3) contratos correspondientes al transporte de electricidad o gas natural en la Unión Europea, y (4) derivados correspondientes al transporte de electricidad o gas natural en la Unión Europea.

El REMIT introduce un marco reglamentario para vigilar los mercados mayoristas de energía y prohíbe las prácticas abusivas del mercado como negociación basada en información privilegiada y manipulación del mercado. Los participantes del mercado están obligados a inscribirse con la autoridad reguladora nacional (y también con ACER, el regulador europeo de energía) para efectos de monitoreo del mercado. Los participantes del mercado tienen la obligación de divulgar públicamente y de manera oportuna información de carácter relevante, la cual incluye información con relación a la capacidad y el uso de las instalaciones, la producción, el almacenamiento, el consumo y la transmisión de electricidad, gas natural o gas natural licuado (LNG, por sus siglas en inglés). El REMIT introdujo requisitos de informes exhaustivos aplicables a los participantes del mercado, los cuales están obligados a facilitar a los reguladores un registro de las transacciones en el mercado mayorista de energía incluidas las órdenes de realizar operaciones.

4.2.3. Implementar la publicación obligatoria *ex ante* de los volúmenes ofrecidos

La medida está destinada a **empresas de servicios públicos integradas y comercializadoras que tengan una cuota significativa de mercado** (es decir, que tengan un posible poder de mercado), a quienes se les exigirá hacer público el volumen que ofrecerán en el MAE.

Estas compañías tendrán el beneficio de transferir sus costos a la tarifa regulada. Entonces, como contraparte, tienen que contribuir de manera efectiva al desarrollo de este mercado, tomando parte activa en la creación de un mercado confiable en beneficio de los usuarios finales.

La publicación *ex ante* de los volúmenes ofrecidos es una manera de saber dónde se encuentra el mercado, aumentar la transparencia, y evitar la manipulación del mercado y los precios. Esto es

La directiva MiFID II amplía en particular el alcance de los instrumentos financieros e introduce límites a las posiciones en derivados sobre bienes transables y un sistema de gestión e informes para estos derivados.

¹³ Reglamento (UE) No. 600/2014 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 15 de mayo de 2014 relativo a los mercados de instrumentos financieros.

El MiFIR introduce un régimen de transparencia para antes y después de la negociación con respecto a un amplio rango de instrumentos financieros con características patrimoniales y distintos de las acciones e instrumentos asimilados, incluidos los derivados de energía.

importante en las primeras etapas del desarrollo del mercado, donde la liquidez será baja y por lo tanto la volatilidad de los precios podría ser alta y representar una barrera para el ingreso de recién llegados.

Esta medida se aplica en la actualidad en Francia, donde Electricité de France (EDF) tiene la obligación de comprar energía verde a una tarifa definida y venderla luego en el mercado mayorista organizado. Dentro de este marco, el regulador de energía francés (Commission de Régulation de l'Énergie) ha exigido que la EDF publique los volúmenes ofrecidos.

4.3. Organización y diseño del mercado: ajustarlos a las necesidades del mercado

La organización del mercado y su diseño juegan un papel decisivo en el ofrecimiento de un marco de referencia confiable para establecer un mercado líquido. Este marco de referencia debería sobre todo garantizar un tratamiento justo y no discriminatorio de los participantes del mercado.

Por consiguiente, es de suma importancia, primero que todo, realizar **programas de capacitación** para los participantes del mercado de energía a fin de desarrollar una cultura de mercado común y difundir el conocimiento básico sobre los beneficios de cubrir riesgos a través del mercado de futuros.

4.3.1. Definir requisitos no discriminatorios de admisión al MAE

Los requisitos de admisión garantizarán que no haya discriminación entre los participantes del mercado. El proceso de certificación de los sistemas de negociación que ofrecen mecanismos MAE verificará que efectivamente ocurra de esta manera y se asegurará de que ninguno de los sistemas de negociación MAE discrimine entre los participantes para acceder a sus mercados y de que garanticen la diversidad de sus participantes para una formación de precios sólida.

Los requisitos de admisión se centrarán por lo tanto en la capacidad y el interés real de los posibles clientes para negociar en el MAE, que tendrán que demostrar durante su proceso de admisión, así como también en su capacidad financiera para cumplir las normas de los sistemas de negociación y su cámara de compensación, si es del caso.

Como parte de esta recomendación, también se aconseja, por ejemplo, lo siguiente:

- Implementar la capacitación a los negociadores como un requisito de admisión para los participantes del mercado (y no solo para los intermediarios como se hace actualmente).

Esta medida constituye una manera de fortalecer los conocimientos sobre el funcionamiento de un mercado financiero de energía, sus beneficios, e incrementar así el apetito por desarrollar estrategias más complejas de cubrimiento y gestión de riesgo para los servicios públicos. Esto también complementa el trabajo realizado por algunos intermediarios en el campo de la capacitación.

- Promover la instalación de pantallas remotas para compañías que participan en las negociaciones, de tal manera que puedan seguir de cerca las tendencias del MAE.

4.3.2. Diversificar los participantes e intereses para negociar

Mientras más diversificados sean los participantes del mercado, más diversificados serán los intereses para negociar, y por lo tanto, más líquido debería ser el mercado.

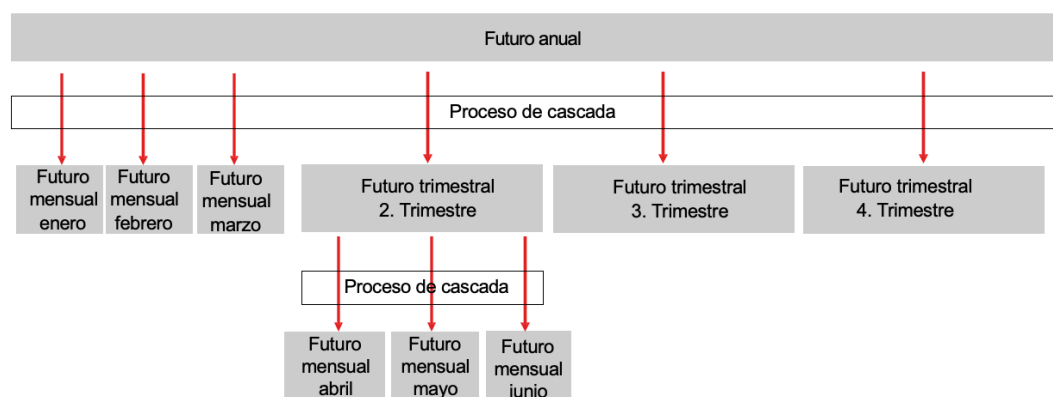
El MAE fue diseñado en principio para participantes activos en el mercado regulado. Sin embargo, dado el tamaño del mercado de energía en Colombia, y el verdadero mejoramiento de un mecanismo de liquidación financiero adecuado y seguro, como la compensación, introducido por el MAE, también se hace fundamental atraer participantes del mercado libre.

Estos participantes tienen intereses diferentes a los del mercado regulado. Esto es instrumental para generar liquidez y para no dividirla entre diferentes sistemas de negociación simplemente porque atienden diferentes segmentos de mercado.

4.3.3. Ofrecer productos que satisfagan las necesidades y las capacidades para comercializar de los participantes

- **Comenzar con contratos de base de largo plazo** (anuales o de temporada) que a través del proceso de cascada puedan convertirse en trimestrales o mensuales.

El siguiente esquema muestra un ejemplo del sistema de cascada, donde los contratos anuales de futuros se descomponen en trimestrales y estos últimos en mensuales.



La decisión de ampliar la oferta de productos debería basarse en la liquidez y la confirmación del deseo de negociarlos por parte de los participantes del mercado (la inclusión de creadores de mercado podría apoyar esta expansión). También podrían ofrecerse productos adicionales como periodo remanente del mes, por ejemplo, pero como hemos dicho, deberían basarse en el compromiso de los participantes del mercado de negociarlos y ante todo satisfacer algunas necesidades. La liquidez básica se genera primero con una serie de productos sencilla antes de buscar ampliar la oferta de productos.

En lo que respecta a la oportunidad de proponer productos específicos para satisfacer algunas necesidades posibles asociadas con el aumento del volumen en las subastas de ERNC, no hay evidencia de esto, aunque (i) el Gobierno ya anunció nuevas subastas, (ii) los proveedores tendrán la obligación de suministrar por lo menos el 10 % de su demanda regulada a través de energía verde y (iii) los productos de la subasta se componen de productos de tres bloques. Bloque 1: 7 horas, desde las 00:01 hasta las 07:00 — Bloque 2: 10 horas, desde las 7:01 hasta las 17:00 — Bloque 3: 7 horas, desde las 17:01 hasta las 00:00, lo que significa especialmente para los generadores que podrían enfrentarse a desequilibrios dado el periodo de liquidación en el *pool*.

De hecho, cuando usted compra o vende a un precio fijo para los próximos 15 años, ya está cubriendo la posición al asegurar el precio y la cantidad, y al final se enfrentará a lo siguiente:

- un riesgo de oportunidad: usted pudo haber comprado a un precio más bajo o vendido a un precio más alto simplemente porque las condiciones del mercado cambian con el tiempo. Pero eso es algo que usted difícilmente puede cubrir.
- un riesgo de volumen si como generador usted no logra entregar la energía con la que se comprometió y como comercializador si no ha comprado suficiente energía verde para cumplir con el requisito del 10 %. Su riesgo se evaluará con base en el sistema de liquidación de desequilibrios y el incentivo que tenga para estar auto equilibrado en el *pool*.

En ese caso, el generador puede cubrirse en el mercado de futuros si prevé que el precio *spot* va a ser más alto (tendrá que comprar la energía faltante de inmediato). En esta etapa, probablemente sea suficiente un producto de carga base, porque no se espera que falte energía solamente desde la hora 1 hasta la hora 7 y tampoco durante todo el día o el mes. El generador buscará que su volumen sea constante durante el periodo, utilizando un coeficiente de carga (estrategia habitual utilizada por ejemplo para compensar los PPA corporativos que se negocian OTC).

Además, los generadores ofrecen una cantidad mínima de paquetes de energía (cada uno de 0,5 MWh) para que se vendan a un precio dado durante todas las horas de uno de los tres bloques (la cantidad de energía debe ser la misma para cada hora de un mismo bloque). Los proponentes pueden crear estrategias de compra complejas utilizando exclusividad mutua, inclusividad y simultaneidad entre diferentes posturas. Y así ellos de antemano mitigan parcialmente la intermitencia de la producción.

Entonces, un producto de carga base debería ser suficiente en las primeras etapas del desarrollo del mercado para satisfacer las necesidades de sus participantes y fortalecer la liquidez.

En el caso del comercializador, las cosas no están claras en la medida en que no hay una calidad verde ligada a los mercados *spot* o de futuros (o por lo menos aún no se han definido el proceso de certificación verde ni las obligaciones impuestas a los

participantes del mercado). Por lo tanto, el comercializador podría comprar más ERNC en la siguiente subasta.

Esta es una de las razones por la cual hemos hecho una propuesta, en la sección 6.4.1 a continuación, para cambiar de las subastas actuales de ERNC a un nuevo mecanismo especialmente con certificados verdes y un incentivo para negociar o registrar contratos de energía de largo plazo en la plataforma del MAE.

- **La negociación continua** parece ser la modalidad de negociación más adecuada: la gestión del riesgo de incumplimiento entre dos subastas semanales o mensuales no brinda el nivel de seguridad que corresponde para cumplir con los requisitos del MAE. Esto genera incertidumbres y aumenta la magnitud de un riesgo sistémico en caso de incumplimiento de los participantes del mercado, hasta tal punto que no será posible cerrar la posición inmediatamente. Por lo tanto, los costos de compensación (especialmente las garantías y los requerimientos de márgenes) podrían ser más altos que para la negociación continua.

Las subastas están bien diseñadas para lograr más liquidez y dar un impulso a la negociación. Normalmente se utilizan cuando la entrega (es decir, la liquidación financiera) de los productos sucede cerca al momento de la negociación.

Sin embargo, dada la organización, los mecanismos y las prácticas actuales del mercado de energía en Colombia, así como los comentarios recibidos de los participantes del mercado, podría aconsejarse la creación de un mercado continuo con subastas semanales "conexas" establecidas como "subastas de apertura" (como en los mercados financieros, para ver dónde se encuentra el mercado). Esta propuesta se hace como una medida transitoria dentro del esquema conceptual de un desarrollo gradual del MAE. No obstante, debe prestarse atención al hecho de que las subastas no deben atraer toda la liquidez, lo cual resultaría en una negociación continua muy ilíquida e impactaría el proceso de liquidación financiera.

4.3.4. Utilizar la gobernanza de los sistemas de negociación para asegurar los compromisos de los participantes del mercado

La intervención de los participantes del mercado en la organización del mercado, en su gobernanza así como también en el diseño de productos es esencial para estructurar propuestas que estén alineadas con las expectativas y necesidades de los participantes del mercado y que mantengan su compromiso de negociar a largo plazo. Debe prestarse especial atención a lograr una representación de los participantes del mercado que refleje la diversidad de sus intereses para negociar.

Se aconseja entonces lo siguiente:

- Establecer (si aún no se ha hecho) un comité de mercado que asesore o tome decisiones con respecto a normas, sistemas y productos, a fin de asegurar los compromisos de los integrantes del mercado (especialmente con respecto a la disposición sobre liquidez).

Consultar a este comité, por ejemplo, en las diferentes etapas del proceso cuando se vaya a ofrecer un nuevo producto. Esta buena práctica ya está establecida en algunos sistemas de negociación en Colombia, pero debe convertirse en un requisito para todos los sistemas de negociación que ofrezcan mecanismos MAE.

- Involucrar a los participantes del mercado en la gobernanza de los sistemas de negociación o bolsas de energía, pero con límites estrictos a su poder ejecutivo, especialmente en caso de que se conviertan en accionistas.

4.4. Liquidez: agrupar y diversificar intereses

Las recomendaciones en esta sección complementan la medida (estipulada en la reglamentación del MAE) que prevé que los **volúmenes negociados en el MAE** se tendrán en cuenta en el cálculo del umbral de las **operaciones internas**, lo cual aplica para empresas de servicios públicos verticalmente integradas de acuerdo con la Resolución 079 de 2019.

Como ya se mencionó, las recomendaciones en esta sección combinan medidas obligatorias y voluntarias. En realidad, el MAE fue diseñado como una herramienta de mercado para los participantes del segmento del mercado regulado, al tiempo que acoge a los participantes del mercado libre para que negocien en él. Esta es una situación bastante peculiar, donde los incentivos tradicionales en un ambiente de mercado no pueden activarse por completo. Por consiguiente, las recomendaciones en esta sección tratan de acomodarse a esta situación y orientan las medidas obligatorias para los participantes del mercado regulado, mientras que las medidas voluntarias están dirigidas a los del mercado libre.

Estas medidas deben ser de carácter transitorio y ajustarse de acuerdo con el progreso del poder de mercado, es decir, algunas modificaciones podrían necesitarse si el umbral para cambiar del mercado regulado al libre se disminuye o tan pronto como se implementen pasos adicionales para abrir, por ejemplo, el mercado minorista.

4.4.1. Dirigir los volúmenes “regulados” a sistemas de negociación asegurados financieramente que ofrecen mecanismos MAE

- Reestablecer la **obligación que tienen los comercializadores** que atienden demanda regulada de **obtener** parte de la **energía mediante contratos de largo plazo**.

Esta propuesta permite lograr diferentes objetivos: (i) asegurar ingresos para inversiones en nuevas capacidades de generación, (ii) mitigar el riesgo sistémico en el mercado de energía si esta obligación se une con una segunda obligación de obtener esta energía a través de un mecanismo asegurado financieramente como el MAE, y (iii) garantizar liquidez adicional en el MAE para una mejor formación de precios y luego para una tarifa más asequible (pues los costos asociados se transferirán por lo menos en parte a los usuarios finales).

- Disminuir de forma más rápida el umbral actual para las operaciones internas de las empresas de servicios públicos verticalmente integradas y no esperar hasta el 2027 para alcanzar el 10 %.

4.4.2. Implementar un esquema de inclusión de creadores de mercado

Los creadores de mercado son los miembros de las bolsas que, en momentos específicos durante la sesión de negociación, se comprometen a proveer volúmenes, y precios de compra y venta en el libro de órdenes. Los creadores de mercado usualmente son compañías muy activas en el mercado, los cuales tienen recursos sustanciales para llevar a cabo la tarea y están buscando apoyar y desarrollar un ambiente de negociación a través de pantallas (también para beneficio propio, dada su exposición al mercado y sus intereses en él). Por lo general hay uno o más creadores de mercado por producto cotizado.

Los creadores de mercado generan una “liquidez básica” y, a cambio, **se les podrían conceder tarifas reducidas** sobre todas las transacciones derivadas de cotizaciones, pero solo cuando cumplan con ciertos requisitos mínimos, como los siguientes:

- Volumen mínimo.
- Conformidad con un diferencial comprador-vendedor previamente definido.
- Tiempo mínimo de cotización durante el día (en porcentaje).
- En caso de una alta volatilidad del mercado (mercado rápido o mercado rápido extendido) los diferenciales para el creador de mercado pueden ser más amplios.

Sin embargo, dada la estructura del sector eléctrico colombiano, la reducción de costos podría tener efectos restringidos para incentivar a las compañías más grandes (y mayores proveedores potenciales de liquidez) para negociar en el MAE, en la medida en que la mayoría de ellos atiende la demanda regulada y sus costos asociados al MAE serán transferidos a la tarifa (por lo menos en parte).

Por esta razón, valdría la pena contemplar la implementación de un esquema "obligatorio" de creadores de mercado para empresas de servicios públicos que gocen de una exención donde puedan tener una cuota de mercado de hasta el 35 %, en lugar del 25 %.

Estos 10 puntos adicionales de cuota de mercado se negociarán en el MAE para ofrecer la tan necesitada liquidez inicial. Junto con las recomendaciones de que estas empresas de servicios públicos divulguen los volúmenes que se negociarán en el MAE, esto también debería contribuir a prevenir intentos de manipulaciones del mercado y a hacer que todo el mercado sea más transparente.

Además, es aconsejable **establecer umbrales** en términos de concentración de mercado o cuotas de mercado **por encima de los cuales las empresas de servicios públicos estarían obligadas a asegurar su exposición financiera**, lo que significa negociar en el MAE.

Esta medida también busca reducir el riesgo sistémico, en tanto que aporta una contribución a la sostenibilidad, generando una liquidez básica en el MAE.

5. MEDIDAS A MEDIANO O LARGO PLAZO: OBTENER LOS INCENTIVOS REGULATORIOS Y DE MERCADO ADECUADOS PARA UN MERCADO LÍQUIDO SOSTENIBLE

Las medidas propuestas a mediano o largo plazo buscan principalmente hacer ajustes al marco y a los incentivos regulatorios para continuar el desarrollo del MAE y abordar los pasos futuros de la apertura del mercado de energía.

5.1. Simplificar y dinamizar el marco regulatorio

El Gobierno ha lanzado varias iniciativas para afrontar los desafíos de la transición energética y asegurar el suministro de energía, como la *Misión de la Transformación Energética*. Como parte de esta iniciativa, es conveniente realizar un análisis de los diferentes mecanismos vigentes para apoyar las políticas energéticas actuales y tratar de simplificarlos con el fin de proporcionar una mayor claridad a los grupos de interés actuales y futuros (especialmente inversionistas).

Esta dinamización podría de manera especial emprender la armonización **de las normas, los productos, la frecuencia** de los diferentes tipos de **subastas** (SICEP, NCRE) con el fin de incrementar su predictibilidad y reducir su plazo de comercialización.

Otro campo de investigación es la revisión de las exenciones introducidas en la reglamentación: la mayoría de las exenciones se consideraban transitorias, pero algunas han estado vigentes por años.

5.2. Armonizar los esquemas de garantías financieras para mitigar el riesgo sistémico de mercado

Algunos requisitos comunes en términos de garantías financieras para todos los mercados (incluido el *spot*) y las subastas organizadas (SICEP, NCRE) se deben implementar para limitar el poder de mercado y mitigar el riesgo sistémico.

- Armonizar los esquemas de garantías para las subastas reguladas (SICEP, ERNC) y también para el segmento del mercado libre.

Como parte de esta recomendación, y con un enfoque escalonado, se aconseja que para los contratos OTC no compensados exista la obligación de intercambiar el margen inicial y luego el de variación.

- Implementar la compensación obligatoria o el registro de operaciones para compensación¹⁴ en una contraparte central autorizada, para los participantes que alcancen un umbral previamente

¹⁴ El registro de operaciones para compensación o la compensación para los OTC es un servicio ofrecido por las cámaras de compensación a través de la pantalla de la bolsa. Los contratos negociados por fuera de la bolsa entre dos participantes del mercado (ya registrados en la bolsa), por un precio y una cantidad acordados y cuyas particularidades se ajustan a los productos cotizados en la bolsa, se registran en la bolsa a fin de ser compensados, de acuerdo con las normas y procedimientos estándares ofrecidos por la bolsa y la cámara de compensación.

definido de volumen de negociación, establecido por las autoridades reguladoras competentes. Estos umbrales deberían abarcar todas las transacciones a plazo (negociación bilateral, ERNC, mercados organizados, como el MAE, etc.).

Un tipo de medida similar se ha implementado especialmente en Europa, con el EMIR¹⁵. El EMIR estipula en particular que las contrapartes no financieras que sobrepasen cualquiera de los cinco umbrales de compensación con respecto a diferentes tipos de activos deben compensar los contratos de derivados OTC del tipo que se haya declarado apto para ser sometido a la obligación de compensación por parte de la ESMA (Autoridad Europea de Valores y Mercados) a través de una CCP.

5.3. Diversificar el MAE y los participantes del mercado organizado

La diversificación de los participantes del mercado supondrá una diversificación de los intereses para negociar, y así hacer que el mercado sea más vibrante. Esta diversificación preparará el camino para que los jugadores de fuera del sector energético también puedan unirse al MAE (y a otras plataformas organizadas).

Este tipo de jugadores negocia con fines especulativos, lo cual puede dinamizar el mercado. Sin embargo, no se espera que estos jugadores se unan rápidamente: la liquidez debe estar consolidada para garantizar el cierre de las posiciones.

¹⁵ Reglamento (UE) No. 648/2012 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 4 de julio de 2012 relativo a los derivados, las entidades de contrapartida central y los registros de operaciones.

6. EVALUACIÓN DE IMPACTO SOBRE LAS ERNC

El Ministerio de Minas y Energía ha recalcado que el MAE debe apoyar la transición energética y el surgimiento de nuevos participantes del mercado para promover la inversión en el sector de la energía, y específicamente en las ERNC.

El Gobierno ya ha programado nuevas subastas de ERNC: se puede entonces anticipar un aumento en los volúmenes negociados en el mercado provenientes de las ERNC. Esto también supondrá una nueva marginalidad del conjunto de fuentes de energía, donde las renovables representarán una proporción mayor y cambiarán dramáticamente la marginalidad del conjunto de fuentes de energía durante ciertos periodos del año.

Indudablemente, esto impactará la justificación económica de las capacidades de generación convencionales, las cuales son necesarias para garantizar la confiabilidad del sistema eléctrico. Algunos mecanismos de apoyo ya están establecidos a fin de hacer frente a esta situación.

Además, **los comercializadores del segmento regulado tendrán la obligación de obtener el 10 % de su energía a través de fuentes renovables.**

Dentro de este marco de referencia y para inversiones con o sin garantía de ingresos limitados, el **MAE puede ofrecer una cobertura para asegurar los precios** para los jugadores del mercado regulado y no regulado, en tanto que también garantiza un alto nivel de **seguridad para la liquidación financiera** de las transacciones, especialmente si el MAE propone un servicio de compensación.

6.1. Mitigación del riesgo financiero

Los inversionistas necesitan seguridad en términos de ingresos pero también en términos de flujo financiero, es decir, la mitigación del riesgo de contraparte.

La recomendación en la sección 5.2 de implementar la compensación o el registro de operaciones para compensación tiene como propósito satisfacer esta necesidad.

En realidad, las subastas de ERNC ya son una cobertura para (i) asegurar ingresos para los inversionistas y (ii) asegurar el precio para los comercializadores. Sin embargo, la necesidad de **asegurar la liquidación financiera** está aumentando junto con los flujos de inversión. Por esta razón, es de suma importancia asegurar los procesos de liquidación financiera que acarrearán las subastas de ERNC, por medio de un **servicio de registro de operaciones a través de una CCP**. En este momento, las garantías bancarias constituidas para obtener ERNC a través de estas subastas solamente cubren un año, sin renovación automática, mientras que los contratos de suministro se otorgan por 15 años. Aquí nos centraremos específicamente en los comercializadores que atienden la demanda regulada (y se benefician de una transferencia por su contratación de ERNC), hasta el punto de que por lo menos el 10 % de su demanda tendrá que ser obtenida de ERNC.

Esta cobertura contribuirá a la mitigación del riesgo sistémico del poder de mercado, al igual que lo hace la compensación de la transacción en el MAE. Este servicio de registro también evitará que se integre la mitigación del riesgo de incumplimiento en el precio de la energía. El riesgo de incumplimiento se identificará claramente y se manejará a través de un método estándar y no discriminatorio.

El desarrollo de un servicio de compensación en el MAE y la nueva oferta de un servicio de registro de operaciones se complementan entre sí para manejar el riesgo sistémico, y también para que la "compensación" sea más asequible, ya que las posiciones de los participantes del mercado pueden ser compensadas cuando se trata de requerimientos de márgenes.

Vale la pena mencionar aquí que la CRCC ya tiene implementada toda la infraestructura para ofrecer este servicio.

6.2. Inquietudes sobre la duración de los contratos actuales

La duración de los acuerdos de suministro derivados de las subastas de ERNC, 15 años, es bastante larga.

Sin embargo, los rápidos cambios tecnológicos con seguridad impactarán la rentabilidad y la viabilidad de dichos acuerdos. De hecho, por un lado, los inversionistas están buscando un retorno más rápido de la inversión ya que las nuevas tecnologías también tienden a ser más económicas, y por otro lado, las autoridades públicas quieren beneficiarse de que estas reducciones en los costos se reflejen en la tarifa y los precios de mercado.

Por este motivo, podría preverse con toda razón una reducción de la duración de los acuerdos relacionados con las subastas de ERNC para permitir a los clientes finales que se beneficien de los cambios o trastornos tecnológicos en la generación de ERNC.

Además, los contratos a largo plazo difícilmente son compatibles con una cobertura financiera eficiente (por ejemplo, a través de un servicio de registro de operaciones en una CCP). Por lo general, las bolsas en colaboración con su CCP (por ejemplo, en Europa) ofrecen registro para contratos de 5 años (en algunos casos 7 años). Ellos tratan de extender esta duración hasta 10 años, pero la propuesta aún está en fase de desarrollo y probablemente solo se ofrecerá en algunos mercados, donde el *spot* y los futuros ya son dinámicos.

La duración del contrato debería estar alineada con los costos de inversión en tecnología para brindar suficiente seguridad a los inversionistas, y al mismo tiempo equilibrar las expectativas legítimas de los consumidores finales (aún cautivos en el segmento de mercado regulado) de beneficiarse de los ahorros provenientes del desarrollo de una producción verde más económica.

6.3. Auto equilibrio de las ERNC

La integración de las energías renovables no convencionales a gran escala impacta la operación del sistema eléctrico. Por lo general, esto conduce a un aumento de la necesidad en términos de

reservas operativas, debido a la intermitencia de estas energías (incluso más si gozan de prioridad en el despacho). Por otro lado, las energías renovables también pueden contribuir de manera significativa al aumento necesario de la capacidad de generación para hacer frente al crecimiento de la demanda. Por tanto, tienen un papel importante que cumplir dentro del conjunto de energías para garantizar un suministro confiable de energía y el equilibrio del sistema eléctrico.

La reglamentación con respecto a la firmeza de las programaciones del día anterior tendrá efecto sobre las operaciones de ERNC. Los inversionistas sin duda necesitarán cubrir su riesgo de volumen con los instrumentos adecuados. Será necesario un manejo dinámico de portafolio y tendrán que ofrecerse los instrumentos de cobertura adecuados.

El MAE puede entonces desempeñar un papel aquí, particularmente ofreciendo productos adicionales, en el momento justo, cuando la liquidez sea suficiente. Este también es el sentido de la recomendación en esta sección 4.3.3.

Además, también se puede prever el **desarrollo de servicios de agregadores** (relacionados con la instalación de contadores inteligentes, por ejemplo) para colocar órdenes en el mercado y desarrollar un manejo de portafolio más dinámico en el lado de la demanda.

6.4. Hacia más avances....

6.4.1. Valorar "lo verde" de la energía

Las subastas actuales de ERNC permiten asegurar ingresos para los inversionistas en capacidades renovables. Sin embargo, el mecanismo permanece de alguna manera incompleto en la medida en que la "característica verde" de la energía no se comercializa ni se valora en el mercado.

Como parte de la *Misión de la Transformación Energética*, podría ser de interés abrir el debate sobre el cambio de las subastas actuales de ERNC a un conjunto de herramientas más de mercado como por ejemplo:

- Un sistema más centralizado con (i) un mercado de certificados verdes (negociación mediante subasta) y (ii) energía negociada en el MAE con el compromiso obligatorio de atender parcialmente la demanda regulada (y la no regulada se discutirá más adelante) con energía verde. Esta propuesta, junto con la recomendación en la sección 4.4.1 para reestablecer la **obligación que tienen los comercializadores** que atienden demanda regulada de **obtener** parte de la **energía mediante contratos de largo plazo** contribuirá a promover la liquidez en el MAE, sobre todo porque los comercializadores que atienden demanda regulada tendrán la obligación de obtener el 10 % de su energía de ERNC.

O

- Un esquema de acuerdos de compraventa de energía (PPA) verde "corporativos" que abarque un mercado organizado de certificados verdes, y en el que los acuerdos se negocien bien sea bilateralmente o a través de un sistema más transparente y centralizado (como las subastas)

con una obligación o incentivo para cubrir los acuerdos con el registro de operaciones en el MAE.

Esto último (sin ninguna obligación o incentivo regulatorio) se está implementando y expandiendo especialmente en Europa (España, Polonia, por ejemplo), donde hay un aumento de los volúmenes relacionados con "acuerdos corporativos de compraventa de energía verde", los cuales se negocian bilateralmente y luego se registran en la bolsa para el servicio de compensación.

6.4.2. Valorar la demanda en el mercado

La variabilidad y los bajos costos marginales de funcionamiento relacionados con la generación intermitente a escala conducen a cambios significativos en la dinámica de precios del mercado de energía. En este contexto, la respuesta a la demanda es una herramienta importante para obtener el mayor beneficio de la generación a partir de fuentes de energía renovable.

El diseño del mercado de corto plazo debe tener en cuenta la integración eficiente y exhaustiva de dichas tecnologías para **recompensar la flexibilidad y los pronósticos acertados** aumentando al mismo tiempo la liquidez y transparencia del mercado de energía mayorista. Esto contribuirá al establecimiento de condiciones equitativas entre todas las alternativas tecnológicas, considerando sus nuevas restricciones operativas sin segmentar el mercado.

Eso significa que la demanda debe volverse más sensible a los costos en una primera fase (es decir, cuando las tarifas aún están vigentes), y luego, sensible a los precios, sobre todo porque la demanda regulada tendrá que provenir de las ERNC como mínimo en un 10 %.

Eso también significa que la demanda debe incentivarse para que se auto equilibre: en parte, este es el sentido de nuestra recomendación en la sección 4.4.1 de reestablecer la **obligación que tienen los comercializadores** que atienden demanda regulada de **obtener** parte de la **energía mediante contratos de largo plazo, especialmente en el MAE.**