

**INFORMES SEGUNDA FASE MISIÓN DE  
TRANSFORMACIÓN ENERGÉTICA  
HOJA DE RUTA PARA LA ENERGÍA DEL FUTURO**



**El futuro  
es de todos**

**Minenergía**

El Ministerio de Minas y Energía (MME) desarrolló en 2019 la primera fase de la Misión de Transformación Energética (MTE). Con la participación de expertos nacionales e internacionales se adelantaron estudios para identificar los ajustes al marco regulatorio e institucionales para avanzar en la modernización del mercado y de la red eléctrica. Los focos de análisis fueron los siguientes cinco focos: (i) competencia, participación y estructura del mercado eléctrico; (ii) el rol del gas en la transformación energética; (iii) descentralización, digitalización y gestión eficiente de la demanda; (iv) cierre de brechas, mejora de la calidad y diseño y formulación eficiente de subsidios; y (v) revisión del marco institucional y regulatorio. Cada foco abordó temas específicos e hizo propuestas orientadas a facilitar la transformación energética mediante la incorporación de nuevos agentes, tecnologías y esquemas transaccionales en los mercados de energía. Las preguntas orientadoras fueron: (i) ¿Cómo asegurar que la regulación permita la innovación o introducción de nuevas tecnologías con suficiente agilidad sin poner en riesgo la confiabilidad? (ii) ¿Cuál debe ser el marco institucional y regulatorio que asegure que el mercado propenda por beneficiar al usuario y generar precios eficientes para la demanda?

Para la segunda fase de la Misión, el MME, con el apoyo del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), contrató dos consultorías para elaborar la hoja de ruta para implementar las acciones seleccionadas priorizadas del conjunto de recomendaciones de la MTE, una consultoría técnica a cargo del consultor Alejandro Lucio Chaustre y una consultoría legal a cargo del consultor José Plata Puyana. Además, contrató el apoyo técnico de la consultora Ángela Cadena para coordinar el trabajo de elaboración de esta hoja de ruta<sup>1</sup>.

Los consultores contratados para la elaboración del mapa de ruta elaboraron una primera lista o taxonomía (incluía una primera clasificación por temas, ver informe de la consultoría técnica, Anexo 2) de las propuestas realizadas por los expertos de los diferentes focos. En el Anexo 1 se incluye un resumen de las propuestas realizadas en la primera fase de la misión para facilitar el seguimiento a este documento. El número de propuestas identificadas por foco y analizadas es:

Foco 1: 116  
Foco 2: 99  
Foco 3: 97  
Foco 4: 83  
Foco 5: 120

Estas propuestas se revisaron según el período propuesto, su viabilidad de implementación en el tiempo establecido, y se priorizaron a partir de unos criterios previamente discutidos. Para la selección resultante se realiza una propuesta de instrumentos normativos requeridos para su implementación. A continuación, se resumen estos detalles del análisis.

---

<sup>1</sup>Este documento fue elaborado por la coordinadora de la Misión de Transformación, la doctora Ángela Cadena, con aportes de los consultores involucrados en esta segunda fase, Alejandro Lucio Chaustre y Jose Plata Puyana, así como aportes de Mónica Gasca, representante del Ministerio de Minas y Energía.

## **Periodo de implementación de las medidas**

Los expertos de cada uno de los Focos analizados en la MTE hacen diferentes propuestas y en la mayoría de los casos recomiendan el periodo de implementación según la viabilidad. En este análisis del mapa de ruta se revisó esta propuesta inicial al interior de la Secretaría Técnica de la MTE (ST-MTE) y de las posibilidades de acometer las acciones necesarias y su tiempo para lograrlo según los criterios y opciones legales que se detallan a continuación.

Los periodos concebidos por el grupo de trabajo de las consultorías técnica y jurídica para la implementación de la hoja de ruta son:

1. Corto plazo: hasta dos años.
2. Mediano plazo: entre dos y cinco años.
3. Largo plazo: mayor a cinco años.

## **Criterios para la priorización de propuestas de la MTE**

Los criterios finalmente acordados por las consultorías del mapa de ruta, los cuales fueron socializados con las entidades de la ST-MTE, para priorizar las propuestas realizadas por los expertos en los diferentes focos fueron los siguientes:

1. Revisión de propuestas que están en estudio o sobre las que existen agendas, proyectos normativos en discusión o próximos a ser emitidos, incluso aquellas que habiendo sido planteadas ya son cubiertas por el marco normativo o regulatorio. Se considera que las propuestas clasificadas en este criterio deberán ser abordadas en el corto plazo en su estudio, y estructuración e implementadas en el corto y mediano plazo.
2. Propuestas sobre las que no está aún contemplado un análisis detallado, un borrador normativo o regulatorio en el corto plazo (agenda institucional).
  - (i) ¿Existen estudios Beneficio/Costo o de profundidad técnica sobre la temática? En caso de existir, ¿contemplan estos estudios las propuestas y recomendaciones de la MTE?
  - (ii) ¿Están vigentes los resultados de estos estudios dados los nuevos desarrollos y marco normativo actual y previsto?
  - (iii) ¿Se requieren actualizaciones o nuevos estudios?

Las propuestas clasificadas en este criterio se consideran deberán ser abordadas en el corto y /o mediano plazo en su estudio, análisis de impacto normativo, beneficio / costo, y estructuración. Su implementación podrá llevarse a cabo en el corto, mediano o largo plazo.

3. Condiciones de consecuencia
  - (i) ¿Necesita la propuesta para ser implementada de la validación o entrada en ejecución de otra propuesta?
  - (ii) ¿El análisis de la implementación de iniciativas previstas en los criterios 1 y 2 afecta favorable / desfavorablemente la implementación de la propuesta? ¿Cuál es el impacto de la propuesta sobre las clasificadas en los criterios 1 y 2??

- (iii) ¿Requiere la implementación de la propuesta un análisis profundo de corto plazo para vincularla a propuestas clasificadas en los criterios 1 y 2?
4. Elementos habilitadores requeridos (CONPES, leyes, decretos, resoluciones, reglamentos)
- (i) ¿Las autoridades han identificado que es imprescindible hacer algún ajuste normativo para implementar la recomendación?
  - (ii) ¿Es conveniente tener alguna señal de política pública como paso previo a la implementación de la recomendación?
  - (iii) Si las autoridades ya identificaron algún ajuste normativo imprescindible o conveniente, ¿existe una alternativa de intervención más sencilla para lograr el mismo efecto?
5. Economía política
- (i) ¿Existe relación entre la recomendación con los objetivos definidos en el Plan Nacional de Desarrollo y/o en otros documentos de política pública emitidos por el Gobierno Nacional?
  - (ii) ¿Es posible implementar la recomendación dentro del mandato del Gobierno actual?

Estos criterios han sido tenidos en cuenta en las reuniones celebradas y en la selección de las propuestas a discutir con el MME para su priorización. En el Anexo 2, correspondiente al informe del consultor técnico, se puede encontrar la verificación ex-post del cumplimiento de estos criterios para las propuestas seleccionadas.

### **Instrumentos identificados para la implementación de las recomendaciones de la MTE**

A partir de esta selección, el Consultor Jurídico presenta una propuesta de acciones para la implementación de las medidas seleccionadas, según se detalla en su informe incluido en el Anexo 3. Es bueno anotar que el consultor preparó un archivo en Excel que incorpora el análisis detallado de instrumentos para cada foco, que se presenta en el anexo 4.

Las categorías de instrumentos identificados son las siguientes:

1. Recomendaciones cuya implementación requiere un cambio de ley: Esto se debe a que los artículos 365 y 367 de la Constitución señalan que los “servicios públicos estarán sometidos al régimen jurídico que fije la ley” y que mediante ley “se fijará las competencias y responsabilidades relativas a la prestación de los servicios públicos domiciliarios”. En consecuencia, el Congreso de la República fijó un régimen básico y/o se ocupó de aspectos puntuales y específicos en ejercicio de las funciones contenidas en el artículo 150 de la Constitución según el cual “corresponde al Congreso hacer las leyes”, las cuales únicamente pueden ajustarse por el mismo Congreso de la República.
2. Emisión de lineamientos de política pública: De acuerdo con el artículo 370 de la Constitución, el Presidente de la República tiene la facultad de “señalar, con sujeción a la ley, las políticas generales de administración y control de eficiencia” en los sectores de energía y gas combustible. Adicionalmente, el artículo 1.1.1.1.1 del Decreto Único

Reglamentario 1073 de 2015 señala que el Minenergía tiene “como objetivo formular, adoptar, dirigir y coordinar las políticas, planes y programas del Sector de Minas y Energía”. En este punto también se incluyen aquellos temas en los cuales el mismo Congreso de la República ha asignado al Minenergía la función de fijar la política pública, como es el caso de la planeación de la expansión de cobertura, planeación de transmisión y distribución, eficiencia energética, promoción de renovables, subsidios en zonas no interconectadas, entre otros.

3. Intervención activa en la definición de la agenda institucional y expedición de nueva regulación: El artículo 71 de la Ley 142 de 1994 señala que el Ministro de Energía o su delegado presidirán la CREG. En este sentido, el Minenergía a través de su papel dentro de la CREG tiene un papel protagónico para impulsar las reformas que son competencia del regulador a través de su rol como presidente de esta Comisión.
4. Seguimiento al desarrollo de la agenda institucional: En este grupo se clasifican las reformas que ya han avanzado en la agenda regulatoria y revisten menor complejidad, de manera que se requiere que el Minenergía haga seguimiento, menos activo (comparado con el tipo de acción previo) al desarrollo de la agenda, buscando ser garante de su apropiada implementación.

Después de la treintena de reuniones efectuadas con las entidades de la ST-MTE, con algunos agentes y con el grupo de trabajo del MME, se resumieron las propuestas priorizadas y los instrumentos de implementación de la siguiente manera:

## FOCO 1

<b>Foco 1 – Lineamientos de política</b>		
Propuesta	Temporalidad	Habilitador normativo
1. Migrar a un sistema de <u>Precios Nodales</u> , condicionado a que corridas XM y ACB de señal positiva.	Corto y mediano plazo (2021-2024) -Diseño y simulación XM 2021 -Toma de decisión 2022 -Implementación 2023 - 2024	1. Firma de un convenio interadministrativo entre Minenergía, XM y UPME en el cual se comprometa XM a realizar la simulación de resultados y análisis de costo en el 2021 (aprox. 8 meses), y el MME o la UPME remunere a XM. 2. Si el resultado es favorable, el Minenergía expide una Resolución fijando la política pública de migrar hacia precios nodales, estableciendo el cronograma para que el regulador ajuste la regulación y realice la implementación (2023).
2. Mercado de mediano plazo y comercialización de energía eléctrica: <u>Incentivar creación de MAE y Negociación directa de los usuarios no regulados con los generadores.</u>	Corto plazo (2021-2022)	1. Coordinación: gestiones del MME para profundizar la interrelación entre el sector financiero y eléctrico, ante Superfinanciera, URF y CREG, mediante los mecanismos de comercialización promovidos por entidades del sector financiero. 2. Modificación Decreto 1073/15: incorporar una política pública en el siguiente sentido: i) La CREG ajustará la regulación para habilitar a los usuarios no regulados la negociación directa con los generadores, y definirá el rol de la actividad de comercialización en estos casos; ii) MME podrá complementar este lineamiento de política energética, fijar metas, definir la gradualidad de su implementación y hacer análisis de impacto normativo ex post; iii) La CREG adelantará un análisis de impacto normativo con el fin de identificar la mejor alternativa para lograr este objetivo de política pública; iv) La CREG evaluará la conveniencia de reducir el umbral para ser usuario no regulado si el ACB es positivo.

<p>3. Suficiencia de suministro de energía eléctrica: <u>Reforma del Cargo por Confiabilidad</u></p>	<p>Corto plazo (2021-2022)</p>	<p>1. Resolución MME que unifique planeación y suficiencia en el abastecimiento:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>i) Instruir a la UPME para que en los planes de expansión de generación tenga en cuenta criterios de suficiencia que complementen la aproximación de confiabilidad basada en OEF;</li> <li>ii) Fijar como política pública para promover la competencia, la formación eficiente de precios y el ingreso de nuevos competidores en el mercado, que existan mecanismos de asignación competitivos y diferenciados para asignar obligaciones de confiabilidad a las plantas existentes de manera separada a las nuevas, que permitan la participación directa de la demanda y de plantas menores, y aumente la variedad de la oferta según estacionalidades;</li> <li>iii) Instruir a la CREG para que dentro de los 12 meses siguientes realice análisis de impacto normativo respecto de las alternativas regulatorias disponibles para ajustar el cargo por confiabilidad e incorporar estos objetivos de política energética, si se encuentran viables.</li> </ul> <p>Nota 1: En la agenda indicativa del Minenergía se incluye una resolución sobre "Suficiencia en el abastecimiento de energía eléctrica".</p>
<p>4. Redes y conexiones - Inclusión de <u>nuevos criterios en Planificación</u> de la red (Flexibilidad, revisión criterio n-1, resiliencia).</p> <p>NOTA: los retos de licenciamiento ambiental y social se revisan en el <b>Foco 5</b>.</p>	<p>Corto plazo (2021-2022)</p>	<p>1. Resolución MME que unifique planeación y suficiencia en el abastecimiento que abarque transmisión y distribución, y derogue las Resoluciones 181313 de 2002 y 182148 de 2007.</p> <p>Nota 1: hay un borrador de resolución "Por la cual se definen criterios de resiliencia, seguridad y confiabilidad para el suministro de energía eléctrica". <u>Propuesta</u>: Complementar esta iniciativa con las recomendaciones de la MTE.</p> <p>Nota 2: Está en consulta la Resolución CREG 233 de 2020 por medio de la cual se ordena la asignación de capacidad para la conexión de proyectos de generación y demanda, con, entre otras medidas, la creación de una ventanilla</p>

		<p>única y la definición de las condiciones para garantizar la capacidad asignada.</p> <p>Nota 3: la CREG está adelantando un análisis integral a la actividad de transmisión regional, que incluye revisar si debe considerarse como actividad independiente de las de distribución y transmisión.</p>
<p>5. <u>Habilitar la participación de la demanda y nuevos recursos</u> en el mercado: Spot, confiabilidad, SAEB, servicios auxiliares y servicios de red.</p> <p>NOTA: Interacción con <b>Foco 3.</b></p>	<p>Corto plazo (2021-2022)</p>	<p>1. Modificar Decreto 1073/15: La CREG ajustará la regulación para permitir a la demanda en el mercado spot tanto en condiciones de normalidad como en condiciones críticas, en los servicios auxiliares, en el cargo por confiabilidad, y en las subastas de servicios de red que realice el distribuidor.</p> <p>i) La remuneración que reciba la demanda por la prestación de los servicios deberá ser simétrica a la recibida por los agentes del mercado.</p> <p>ii) Para facilitar la participación de la demanda, la CREG reglamentará la función del agregador de demanda.</p> <p>iii) El MME podrá complementar este lineamiento de política energética, fijar metas, definir la gradualidad de su implementación y hacer análisis de impacto normativo ex post de la regulación adoptada para ajustar la política.</p> <p>iv) La CREG adelantará un análisis de impacto normativo con el fin de identificar la mejor alternativa para lograr este objetivo de política pública.</p>
<p>6. Interconexiones internacionales.</p>	<p>Corto plazo (2021-2022)</p>	<p>1. Coordinación MME: Colombia en calidad de Presidente Pro Tempore del SINEA (Sistema de Interconexión Eléctrica Andina), tiene los siguientes retos:</p> <p>i) Aprobación de reglamentos de la Decisión CAN 816* y la Decisión CAN para solución de controversias.</p> <p>ii) Poner en operación el Mercado Andino Eléctrico Regional de Corto Plazo.</p>



Las actividades de seguimiento con participación activa del MME para el corto plazo (2020-2021) son:

- Reglamento del mercado mayorista.
- Mercado de servicios complementarios.
- Participación de la demanda.
- Código de redes (planificación) y remuneración de la transmisión.
- Competencia en expansión STN y STR.
- Aprobación y promoción de MAEs – Articulación MME y autoridades sector financiero.
- Alineación de intereses usuario/comercializador: revisión de CU, G y C.
- Ajustes al Cargo por confiabilidad y regulación subastas.

Y en el mediano plazo (2022-2025) hacer un seguimiento a todas las reformas previamente mencionadas

El MME hará igualmente un seguimiento a las siguientes actividades de la agenda regulatoria:

- Seguimiento a los lineamientos ya existentes en materia de procesos de conexión de recursos: revisión de resolución publicado para comentarios con especial énfasis en objetivo y operatividad de la ventanilla única.
- Revisión de principio de acceso a la red
- Agenda regulatoria CREG: actividad de transmisión regional y código de redes.

## FOCO2

<b>Foco 2 – Lineamientos de política</b>		
Propuesta	Temporalidad	Habilitador normativo
1. Confiabilidad y seguridad del abastecimiento, plantas de regasificación, responsables de la remuneración, naturaleza de la actividad de la planta y de puerto público.	Corto plazo (2021-2022)	1. Realizar una mesa de coordinación institucional que incluya a la UPME, la CREG y la SSPD para asignar entidades responsables, identificar cuáles son las definiciones de confiabilidad y seguridad en el abastecimiento necesarias para determinar los responsables del pago de la planta de regasificación, determinar la naturaleza de la actividad de la planta de regasificación (transporte, producción o una nueva actividad) y las responsabilidades de almacenamiento mínimo, y exigir a los agentes que sean puerto público. En esta mesa de trabajo se deberán definir el lineamiento de política pública y los cambios normativos aplicables a la planta del pacífico, a la planta del Cayao y el tratamiento a futuras plantas de regasificación.
2. Declaraciones de producción y relación con la disponibilidad de gas para autoconsumo.	Corto plazo (2021-2022)	1. Modificar los artículos 2.2.2.2., numerales 20 al 23 del Decreto 1073 con el fin de incorporar una política pública tendiente a: <ul style="list-style-type: none"> <li>i) aumentar la transparencia en la información relacionada con la declaración de producción de gas y autoconsumo;</li> <li>ii) coordinar entre la ANH, la CREG y la UPME la información relevante para efectos de regulación y planeación; y</li> <li>iii) delimitar la contratación para consumo propio.</li> </ul> 2. El MME podrá complementar este lineamiento de política energética, fijar metas, definir la gradualidad de su implementación y hacer análisis de impacto normativo ex post de la regulación adoptada para ajustar la política.
3. Análisis de impacto para la migración hacia un <u>nuevo esquema</u>	Mediano plazo (2022-2024)	1. Incorporar en el Capítulo 3 (Transporte de Gas Natural) del Título III (Sector de gas) del Decreto 1073/15 el siguiente artículo: Art. 2.2.2.3.15. Con el fin de avanzar hacia la modernización de la red de transporte y

<p><u>contractual y de remuneración de la actividad de transporte de gas.</u></p>		<p>dinamizar la competencia la CREG ajustará la regulación para migrar a un nuevo esquema de contratación y remuneración de la actividad de transporte.</p> <p>2. El MME podrá complementar este lineamiento de política energética, fijar metas, definir la gradualidad de su implementación y hacer análisis de impacto normativo ex post de la regulación adoptada para ajustar la política.</p> <p>3. La CREG adelantará un análisis de impacto normativo con el fin de identificar las mejores alternativas para lograr este objetivo de política energética.</p>
<p>4. Expansión del Sistema Nacional de Transporte.</p>	<p>Corto plazo (2021-2022)</p>	<p>1. El MME complementará la Resolución MME 40052/16 con el fin de fijar los lineamientos de política para el abastecimiento de gas natural y para incentivar la demanda de consumo de gas natural combustible, dentro de los cuales establecerá las medidas tendientes a profundizar en la planeación de la expansión de la infraestructura de transporte en temas relacionados con:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>i) demanda de gas como criterio para la dirección de la planeación;</li> <li>ii) planeación con base en proyectos estratégicos e indicativos;</li> <li>iii) almacenamiento y confiabilidad; y</li> <li>iv) creación de un Comité Asesor de Planeamiento de (la red) Gas.</li> </ul>

Las actividades de seguimiento con participación activa del MME para el corto plazo (2020-2021) son:

- Participación de nueva demanda (Parque térmico, distritos térmicos, movilidad) - MME y UPME.
- Reglamentar y hacer seguimiento de las acciones de la CREG sobre competencia en mercado minorista.
- Implementación modelo costo beneficio para proyectar almacenamiento.
- Modificaciones previstas Resolución 114 de 2017 para el IV trimestre 2020 sobre reposición de gas no nominado. Flexibilizar contratos que garanticen firmeza.
- Implicaciones en el mercado secundario.

- En las reglas de acceso a la planta de regasificación del pacífico, exigir que se obtenga licencia de puerto público.

El MME hará igualmente un seguimiento a las siguientes actividades de la agenda regulatoria:

- Expedición de reglas de acceso a la planta de regasificación del pacífico esto ya salió.
- Inclusión en la agenda regulatoria del 2023 del diseño de Common carriage y entry-exit dentro de las bases metodológicas para el siguiente periodo tarifario. (Referirse al cronograma CREG).
- Revisión metodológica del PIAG.
- Ejecución de expansión de infraestructura PAG.

### FOCO 3

<b>Foco 3 – Lineamientos de política</b>		
<b>Propuesta</b>	<b>Temporalidad</b>	<b>Habilitador normativo</b>
1. <u>Modernización de la red de distribución</u> para incorporar recursos energéticos distribuidos.	Mediano plazo (2021-2025)	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Modificación Decreto 1073/15: Complementar el artículo 2.2.2.1.3. con la definición de recursos energéticos distribuidos. Se darán las señales para que las empresas de servicios públicos domiciliarios que actualmente desarrollan la actividad de distribución, se conviertan en Operadores de los Sistemas de Distribución que promuevan la utilización de DERS propiedad de terceros para la optimización de su red.</li> <li>2. La CREG actualizará la regulación, previo los AIN, para cumplir los objetivos de política pública, en particular para que:               <ol style="list-style-type: none"> <li>i) exista una desintegración vertical que garantice que el distribuidor no pueda prestar servicios en su área de influencia con recursos energéticos distribuidos;</li> <li>ii) existan incentivos tarifarios para que el distribuidor incluya en sus planes de inversión la incorporación de DERs para gestionar pérdidas y mejorar la calidad del servicio;</li> <li>iii) la adquisición, operación y mantenimiento de los DERs se realice mediante plataformas transaccionales y/o subastas distribuidas de servicios de red que promuevan la competencia y la participación de nuevos agentes en el mercado.</li> </ol> </li> <li>3. El MME podrá complementar estos lineamientos de política energética, fijar metas, definir la gradualidad de su implementación y hacer análisis de impacto normativo ex post de la regulación adoptada para ajustar la política.</li> </ol>
2. <u>Diseño tarifario flexible</u> que promueva la participación de la demanda y de señales	Corto plazo (2021-2022)	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Modificación Decreto 1073/15: incorporar una política pública:               <ol style="list-style-type: none"> <li>i) Con el fin de promover la incorporación de recursos energéticos distribuidos y la participación activa de la demanda, la CREG ajustará la regulación en cada uno de los eslabones que componen el costo unitario de prestación del servicio, para promover un diseño tarifario flexible que</li> </ol> </li> </ol>

<p>para la participación de DERs.</p>		<p>permita al usuario gestionar activamente su compra de energía y acogerse a una variedad de alternativas según sus preferencias;</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>2. El MME podrá complementar este lineamiento de política energética, fijar metas, definir la gradualidad de su implementación y hacer análisis de impacto normativo ex post de la regulación adoptada para ajustar la política.</li> <li>3. La CREG adelantará los AIN requeridos para lograr estos objetivos de política energética.</li> </ol>
<p>3. Aumento <u>visibilidad y transparencia</u> sistemas de distribución.</p>	<p>Corto plazo (2021-2022)</p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Modificación Decreto 1073/15: incorporar una política pública:             <ol style="list-style-type: none"> <li>i) La CREG ajustará la regulación para avanzar hacia la visualización pública en un sistema web de un sistema geotopológico con todos los parámetros eléctricos y conectividad de la red de distribución, de tal forma que el agente interesado en conectar DERs pueda realizar las simulaciones y estudios necesarios para tomar su decisión de conectarse o no a la red. Este sistema de visualización deberá avanzar hacia el objetivo de crear mapas de hosting capacities, que relacionen potencia activa, voltaje y esquemas de protección.</li> </ol> </li> <li>2. El MME podrá complementar este lineamiento de política energética, fijar metas, definir la gradualidad de su implementación y hacer análisis de impacto normativo ex post de la regulación adoptada para ajustar la política.</li> <li>3. La CREG adelantará los AIN requeridos para lograr estos objetivos de política energética.</li> </ol>
<p>4. <u>Modernización de la metodología tarifaria</u> para remunerar a los Operadores de Sistemas de Distribución de energía eléctrica.</p>	<p>Mediano plazo (2021-2025)</p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Modificación Decreto 1073/15. La CREG actualizará la regulación, previos los AIN, para cumplir los objetivos de política pública, en particular para ajustar la metodología tarifaria de acuerdo con lo establecido en el título VI de la Ley 142 de 1994, con el objetivo:             <ol style="list-style-type: none"> <li>i) profundizar en el diseño de una metodología de remuneración basada en incentivos, innovación y resultados que tenga en cuenta la agregación de inversión y los gastos de administración, operación y mantenimiento;</li> </ol> </li> </ol>

		<ul style="list-style-type: none"> <li>ii) exigir a los distribuidores la modernización en los niveles de control y monitoreo que permitan la interacción entre el CND con el OSD, por etapas atendiendo a la heterogeneidad de distribuidores en Colombia;</li> <li>iii) permitir la incorporación de nuevos mercados de distribución a merced de la eficiencia que pueda ofrecer cada OSD en estos nuevos territorios sin que limite el tamaño mínimo a un municipio;</li> <li>iv) reconocer la planeación de la red por extensiones de tiempo que trasciendan el período de revisión de la metodología tarifaria y que sea flexible en el sentido de permitir el ajuste de variables en caso de que se produzcan desviaciones de las previsiones.</li> </ul> <p>2. El MME podrá complementar estos lineamientos de política energética, fijar metas, definir la gradualidad de su implementación y hacer análisis de impacto normativo ex post de la regulación adoptada para ajustar la política.</p>
5. <u>Requerimientos en cuanto a espectro electromagnético y comunicaciones se refiere para la conexión de GD e implementación de AMI.</u>	Mediano plazo (2021-2025)	<ul style="list-style-type: none"> <li>i) Coordinación: el MME apoyará a la Agencia Nacional de Espectro en la culminación del Análisis de Impacto Normativo y coordinará con Mintic la implementación de la alternativa que resulte del análisis.</li> </ul>
6. Movilidad eléctrica.	Corto plazo (2021-2022)	<ul style="list-style-type: none"> <li>1. Resolución MME con la política en materia de estandarización de condiciones de mercado para la prestación del servicio de carga de vehículos eléctricos.</li> <li>2. Proyecto de Ley para: <ul style="list-style-type: none"> <li>i) modificar el numeral 11 del artículo 476 del Estatuto tributario, con el fin de que quede excluido el servicio de venta y almacenamiento de energía eléctrica, sin que quede restringido a servicio público domiciliario;</li> <li>ii) modificar la definición de vehículo eléctrico contenida en el artículo 2 de la Ley 1964 de 2019, para incluir vehículos híbridos (por sus siglas en inglés PHEV);</li> </ul> </li> </ul>

		iii) incluir un nuevo artículo en la Ley 1964 de 2019, el cual señale que las estaciones de carga rápida y carga lenta estarán exentas del pago de la contribución de la que trata el artículo 47 de la Ley 143 de 1994.
--	--	--

Las actividades de seguimiento con participación activa del MME para el corto plazo (2020-2021) son:

- Desarrollo e implementación la regulación que reglamente los lineamientos en materia del rediseño de la fórmula tarifaria. Seguimiento a la metodología tarifaria del T.
- Implementación de AMI – revisión alcance de estudio B/C previstos en Resolución CREG 131 de 2020, alternativas para uso de recursos de fondos para la implementación de AMI en casos con B/C social y del usuario mayor que 1, pero B/C para el OR menor que 1.
  - a. Publicación definitiva 2020.
  - b. Publicaciones posteriores al desarrollo de los estudios adicionales.

E igualmente se hará seguimiento a la Resolución del MME 40 311 de 2020:

- Implementación de AMI después de que las reglas hayan sido claramente establecidas.
- Resoluciones definitivas de las revisiones de la fórmula tarifaria.
- Remuneración de la actividad de distribución.



#### FOCO 4

Emisión de Lineamientos de Política Pública		
Propuesta	Temporalidad	Habilitador normativo
1. <u>Actualización de los lineamientos de expansión de cobertura para electrificación rural</u>	Corto plazo (2021-2022)	<p>1. Complementar el Decreto 1073/15 para:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>i. Incluir definiciones que unifiquen la electrificación y superen la distinción entre SIN- ZNI</li> <li>ii. Permitir el uso de recursos FAER para electrificación rural en ZNI</li> <li>iii. Establecer lineamientos para que la UPME elabore el PIEC de manera que le permita implementar los esquemas empresariales que este diseño</li> <li>iv. Permitir a los distribuidores presentar proyectos para electrificación rural con soluciones individuales o microrredes.</li> <li>v. CREG ajustará la regulación para incluir como unidades constructivas las soluciones individuales o microrredes en las que invierta el distribuidor para electrificación rural.</li> </ul>
		<p>2. Resolución MME en la cual definirá la política energética respecto de los esquemas empresariales que se utilizarán para:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>i. Electrificación rural a través de los distribuidores con inversión reconocida como unidad constructiva con soluciones individuales;</li> <li>ii. Electrificación rural mediante otros prestadores con fondos públicos del FAZNI, FENOGE, Sistema general de regalías, entre otros.</li> </ul>
2. <u>Reestructuración funciones UPME, IPSE</u>	Corto plazo (2021-2022)	<p>1. Modificación del Decreto 257 de 2004 para ajustar las funciones y estructura del IPSE y darles a sus dependencias un enfoque relacionado directamente con el ciclo de vida del proyecto:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>i. Área de estructuración enfocada en prestar servicio de asistencia técnica;</li> <li>ii. Área de contratación</li> <li>iii. Área de supervisión enfocada en la labor de desarrollar un esquema de auditorías que se extienda durante la ejecución del proyecto.</li> </ul> <p>2. Modificación del Decreto 1258 de 2013 para asignar a la UPME la función de viabilizador de proyectos de electrificación rural con base en el PIEC y en criterios de viabilidad técnica y financiera.</p>

		<p>3. Modificar el Decreto 1073/15 de la siguiente manera:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>i. UPME emita concepto de viabilidad técnica y financiera de los proyectos que se financien con cualquier recurso público para electrificación rural;</li> <li>ii. Coordinar con el IPSE la función de hacer seguimiento a los proyectos financiados con recursos del FAZNI.</li> </ul>
3. Centralización de la información de la electrificación rural.	Corto plazo (2021-2022)	<p>1. Modificar el Decreto 1073/15 para crear la Ventanilla Única:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>i. IPSE la función de desarrollar la ventanilla única de información y administración del banco de proyectos para centralizar todas las iniciativas destinadas a la electrificación rural;</li> <li>ii. Establecer que esta ventanilla única deberá interactuar y ser compatible tecnológicamente con las demás bases de datos que administran recursos públicos (principalmente con BPIN para recursos de regalías).</li> </ul> <p>2. Creación del Gestor de información de electrificación (energización) rural:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>i. CREG reglamentará la actividad del gestor de información, definirá el ingreso regulado, el régimen de integración vertical, las funciones que desarrollará y el mecanismo competitivo a través del cual se elegirá el agente quién deberá constituirse como ESP una vez resulte adjudicada.</li> <li>ii. CREG determinará los estándares de telemedición o micromedición para que el gestor de información pueda captar los datos necesarios. Adicionalmente, la CREG reconocerá dentro de la tarifa el componente de inversión y AOM asociado</li> <li>iii. IPSE continuará operando el Centro Nacional de Monitoreo mientras la CREG reglamenta la actividad de gestor de información y facilitará la migración de la información.</li> <li>iv. FENOGE financiará con recursos no reembolsables la instalación de telemetría o micromedición en las soluciones individuales o microrredes que ya están en funcionamiento.</li> </ul> <p>3. MME podrá complementar este lineamiento de política energética, fijar metas, definir la gradualidad de su implementación y hacer análisis de impacto normativo.</p>
4. Centralización de fondos – Fonenergía	Mediano plazo (2021-2025)	1. Proyecto de Ley

		<ul style="list-style-type: none"> <li>i. Derogar los artículos 63 (PRONE) y 118 (FOES) de la Ley 812 de 2003 y el artículo de la Ley 1117 de 2006, 105 de la Ley 788 de 2002 (FAER) y 82 de la Ley 633 de 2000 (FAZNI)</li> <li>ii. Unificar los diferentes objetivos en un único fondo, determinar las fuentes de recurso de este único fondo, permitir la articulación con fuentes externas de financiación como regalías u obras por impuestos, y transferir al Gobierno Nacional la facultad de reglamentar la priorización y determinación de los rubros financiables siempre y cuando cumplan con el criterio de destinación específica de los recursos para electrificación rural.</li> </ul>
5. Expansión cobertura de gas y sustitución de leña	Corto plazo (2021-2022)	<ul style="list-style-type: none"> <li>1. Modificar el Decreto 1073/15 para: <ul style="list-style-type: none"> <li>i. Añadir al Título II (Sector Gas Natural) un capítulo que desarrolle la planeación de la expansión del servicio de gas combustible a través del Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Gas Combustible y su interrelación con el PIEC y los PNERs.</li> <li>ii. Complementar el Capítulo 5 (Capítulo 5 Fondo Especial Cuota De Fomento De Gas Natural) del Título II (Sector gas natural) del Decreto 1073/15 para detallar los rubros financiables con el fondo e incluir las redes internas.</li> </ul> </li> </ul>
6. Nueva focalización de subsidios de solidaridad	Mediano plazo (2021-2025)	<ul style="list-style-type: none"> <li>1. Coordinación con el DNP y el Ministerio de Vivienda por tratarse un tema transversal de servicios públicos domiciliarios la modificación de: <ul style="list-style-type: none"> <li>i. Los artículos 89, 99 y 102 de la Ley 142 de 1994;</li> <li>ii. El artículo 3 de la Ley 1117 de 2006 (modificado por el art. 1 de la Ley 1428 de 2010 y prorrogado por el art. 17 de la Ley 1753 de 2015); y el artículo 104 de la Ley 1873 de 2017.</li> </ul> </li> </ul>

Las actividades de seguimiento con participación activa del MME para el corto plazo (2020-2021) son:

- Revisión Res 091 de 2007 en agenda regulatoria indicativa CREG I semestre 2021. Resolución definitiva para soluciones fotovoltaicas individuales (Res. CREG 137/20). Inclusión de indicadores de calidad. Debe considerar soluciones individuales de diferentes tecnologías
- Implementación recomendaciones estudio UPME sustitución de leña.
- Coordinación con DNP, MinVivienda y demás involucrados en actual revisión de los esquemas de subsidios.
- Actualización del RETIE que incluya estándares diferenciales de instalación de microrredes y soluciones individuales.

Y el MME hará seguimiento a la implementación de la Resolución CREG 015 2018 en cuanto a la aplicación de indicadores de calidad.

## FOCO 5

<b>Foco 5 – Lineamientos de política</b>		
Propuesta	Temporalidad	Habilitador normativo
1. Uso de <u>areneras para permitir la innovación</u> de productos, modelos de negocio y servicios.	Corto plazo (2021-2022)	1. Modificación Decreto 1073/15 para incorporar una política pública en el siguiente sentido: <ol style="list-style-type: none"> <li>i) La CREG reglamentará la figura de "areneras regulatorias" con el fin de determinar si una nueva función se somete o no a regulación por parte de la CREG.</li> <li>ii) El MME podrá complementar este lineamiento de política energética, fijar metas, definir la gradualidad de su implementación y hacer análisis de impacto normativo ex post de la regulación adoptada para ajustar la política.</li> <li>iii) Incluir en la memoria justificativa del Decreto las funciones que se pueden acoger.</li> </ol>
2. Desintegración de actividades en energía eléctrica.	Corto plazo (2021-2022)	1. Modificar Decreto 1073/15 con lo siguiente: <ol style="list-style-type: none"> <li>i) La CREG realizará un AIN con el fin de evaluar las alternativas para introducir la desintegración vertical de actividades reguladas y las actividades en competencia.</li> <li>ii) La CREG realizará un AIN con el fin de evaluar las alternativas para introducir reglas de desintegración vertical entre actividades en competencia, respecto de aquellos prestadores que tengan posición dominante en alguno de estos.</li> <li>iii) La SSPD priorizará en el ejercicio de sus funciones de inspección, vigilancia y control respecto de las reglas de comportamiento de mercado establecidas en las Resoluciones CREG 080 y 130 de 2019 y demás regulación vigente relacionadas con conflicto de interés, flujo de información centralizada, compartir información sensible, distorsión del funcionamiento eficiente del mercado, subsidios cruzados y separación</li> </ol>

		<p>contable. Asimismo, retroalimentará a la CREG sobre las oportunidades de mejora de la regulación vigente.</p> <p>2. El MME podrá complementar este lineamiento de política energética, fijar metas, definir la gradualidad de su implementación y hacer análisis de impacto normativo ex post de la regulación adoptada para ajustar la política.</p>
3. Desintegración de actividades en gas natural	Corto plazo (2021-2022)	<p>1. Modificación Decreto 1073/15 con el fin de promover la competencia en el siguiente sentido:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>i) La CREG realizará un análisis de impacto normativo para introducir la desintegración vertical de actividades reguladas y las actividades en competencia y procederá a ajustar la regulación.</li> <li>ii) La CREG realizará un análisis de impacto normativo para introducir reglas de desintegración vertical entre actividades en competencia, respecto de aquellos prestadores que tengan posición dominante en alguno de estos, y procederá a ajustar la regulación.</li> <li>iii) La SSPD priorizará en el ejercicio de sus funciones de inspección, vigilancia y control respecto de las reglas de comportamiento de mercado establecidas en la Resolución CREG 080 de 2019 y demás regulación vigente relacionadas con conflicto de interés, flujo de información centralizada, compartir información sensible, distorsión del funcionamiento eficiente del mercado, subsidios cruzados y separación contable. Asimismo, retroalimentará a la CREG sobre las oportunidades de mejora de la regulación vigente para la realización del análisis de impacto normativo.</li> </ul> <p>2. El MME podrá complementar este lineamiento de política energética, fijar metas, definir la gradualidad de su implementación y hacer análisis de impacto normativo ex post de la regulación adoptada para ajustar la política.</p>
4. Metas estructurales del sector a través del Plan Energético Nacional	Corto plazo (2021-2022)	<p>1. Expedición de una Resolución del MME por medio de la cual se fijen los lineamientos para la elaboración y actualización del Plan Energético Nacional, el cual deberá contener:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>i) Las metas estructurales del sector en aspectos como cobertura, confiabilidad, calidad, pérdidas y reducción de emisiones.</li> </ul>

		<ul style="list-style-type: none"> <li>ii) El seguimiento a las metas a través de los diferentes planes de mediano plazo como son el PIEC y PIECG, el Plan de Expansión de Transmisión y Generación y el Plan de Abastecimiento de Gas Natural, PNER S PROURE, entre otros.</li> <li>iii) Actualización del PENS cuando haya cambio de gobierno y nuevo plan de desarrollo.</li> <li>iv) Coordinación entre la UPME, el DNP y el MME para su elaboración conjunta y expedición bajo el liderazgo del MME.</li> </ul>
5. Alertas tempranas para mejorar los procesos de licenciamiento	Corto plazo (2021-2022)	1. Fortalecer las labores de la UPME para la emisión de alertas tempranas y análisis de riesgos en el sector energético y minero, mediante una coordinación institucional con las autoridades ambientales (ANLA y CARS), con la autoridad en materia de Consulta Previa (Mininterior), así como con las autoridades territoriales.
6. Declaratorias de utilidad pública de proyectos estratégicos	Corto plazo (2021-2022)	1. Fortalecer la coordinación institucional entre el MME y el Mininterior respecto del trámite de consulta previa, así como con Presidencia de la República para agilizar la expedición de las Declaratorias de Utilidad Pública e Interés Social en aquellos proyectos priorizados por algún plan de energía o gas.
7. Agilización de trámites de licenciamiento y consulta previa.	Corto y mediano plazo (2021-2024)	<p>1. Expedir una nueva Ley para que el Gobierno Nacional pueda actuar en proyectos de interés a fin de evitar retrasos en la fecha de puesta en operación para lograr:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>i) Expedir a través del MADS un acto administrativo que determine las condiciones para el licenciamiento ambiental y culmine esta etapa.</li> <li>ii) Expedir a través del Ministerio del Interior un acto administrativo que fije las condiciones para prevenir, corregir o mitigar los efectos sobre la comunidad afectada por el proyecto y culminar esta etapa.</li> </ul>
8. UPME como <u>Oficial de Información del Sector Minero Energético</u> .	Corto plazo (2021-2022)	<p>1. Modificación del Decreto 1073/15 en el sentido de:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>i) Todas las entidades del Gobierno que administren información relacionada con los sectores energético y minero, así como los agentes</li> </ul>

		<p>del mercado que administran información centralizada, deberán facilitar el acceso directo a las bases de datos que administren para que el Ministerio de Minas y Energía y la UPME puedan obtener la información en tiempo real.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>ii) El MME estará a cargo de proveer la infraestructura tecnológica y ponerlo a disposición de la UPME.</li> <li>iii) La UPME tendrá la función de actuar como Oficial de Información Sectorial, lo cual incluye el deber de dar acceso de la información al público de manera que facilite su consulta mediante el uso de tecnologías de inteligencia de negocio, y también de manera que promueva la analítica de datos mediante formato de datos abiertos.</li> </ul>
9. Cambios al reglamento interno de la CREG.	Corto plazo (2021-2022)	<p>1. Añadir al capítulo 8 del Título III (Sector de energía eléctrica) una nueva sección con el título "Gestión Centralizada de la Información del Sector Energético", el cual incorpore una política pública para que se actualice el Reglamento interno de la CREG de conformidad con los siguientes lineamientos:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>i) Publicidad del orden del día, actas y sesiones CREG.</li> <li>ii) Mejora regulatoria y reducción de las normas: crear un equipo de trabajo dedicado exclusivamente a realizar análisis de impacto normativo, que realice análisis de impacto cuantitativos que sean públicos y que promueva el enfoque de reglas de comportamiento como alternativa a la regulación tradicional.</li> <li>iii) Cumplimiento del cronograma y plazos regulatorios: reglas claras y previamente definidas para apartarse de la agenda regulatoria y para postergar la expedición de una metodología tarifaria para lo cual se deberán actualizar como mínimo los parámetros esenciales del ingreso regulado.</li> <li>iv) Funcionamiento como junta directiva: equipo técnico realiza análisis y prepara los documentos para discusión, y los expertos comisionados y el Ministro con información simétrica los discuten y aprueban.</li> </ul>

10.Cambios al funcionamiento de la CREG (decreto).	Corto plazo (2021-2022)	<p>1. Expedir un Decreto que modifique el 1260 de 2013, en los siguientes aspectos:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>i) Modificar el artículo 7 de las funciones del Director Ejecutivo para eliminar las funciones administrativas.</li> <li>ii) Crear un nuevo articulado en el Capítulo II para crear el cargo de Director Administrativo.</li> <li>iii) Modificar el artículo 3 para establecer límite de dos periodos a la reelección de comisionados.</li> </ul>
11.Cambios al funcionamiento de la CREG (ley).	Corto plazo (2021-2022)	<p>1. Expedición de una Ley por la cual se introduzcan los siguientes cambios:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>i) Modificación del artículo 71 de la Ley 142 de 1994 y 21 de la Ley 143 de 1994, para: i) delimitar el alcance de los miembros del Gobierno a 1 sólo; ii) permitir la posibilidad de que Minhacienda y DNP participen en temas que impliquen impacto fiscal con voz y voto; iii) fijar el número máximo de comisionados de dedicación exclusiva; y iv) conformar el tribunal de doble instancia para apelación de tarifas y ejercicio de la función de árbitro en conflicto entre empresas del sector.</li> <li>ii) Modificar el artículo 21 de la Ley 143 de 1994 para permitir que expertos en regulación con otras profesiones diferentes a ingeniería, economía y administración, sean elegibles como comisionados.</li> <li>iii) Modificar el artículo 44.2 de la Ley 142 de 1994 para modificar el régimen de inhabilidades de entrada a la CREG.</li> </ul>
12.Fortalecimiento de la Superintendencia de Servicios Públicos.	Corto plazo (2021-2022)	<p>Expedición de una Ley con los siguientes cambios:</p> <p>1. Modificación del artículo 81 de la Ley 142 de 1994 para:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>i) Confirmar la facultad sancionatoria de 100.000 Salarios mínimos para personas jurídicas y 1.500 para personas naturales.</li> <li>ii) Conformar un órgano asesor de expertos de libre nombramiento y remoción del Presidente, al cual deberá convocar el Superintendente de Servicios Públicos y los Superintendentes Delegados en aquellos casos de imposición de multas a personas jurídicas por valor superior a 50.000 salarios mínimos.</li> </ul>



		<ul style="list-style-type: none"> <li>iii) Facultar a la Superintendencia a ordenar al prestador la devolución al usuario de los cobros tarifarios realizados en exceso y a reconocer como causal de atenuación de la sanción las devoluciones realizadas por iniciativa del prestador al usuario. Así mismo, dar a la Superintendencia esta facultad en aspectos relativos a la conexión de usuarios y generadores.</li> <li>iv) Derogar el artículo 43 de la Ley 143 de 1994, el cual establece unas sanciones por prácticas anticompetitivas inferiores a las de la Ley 142 de 1994 y la Ley 143 de 1994.</li> </ul> <ol style="list-style-type: none"> <li>2. Modificación del artículo 121 de la Ley 142 de 1994 para habilitar al Gobierno Nacional a expedir su propio reglamento para las intervenciones que reconozca la realidad de los servicios públicos domiciliarios y las diferencias respecto de la intervención a los bancos.</li> <li>3. Modificar los artículos 132 de la Ley 812 de 2013 y 247 de la Ley 1450 de 2011, para establecer que la Superservicios incrementará el valor de las contribuciones hasta lograr que el Fondo Empresarial cuente con los recursos necesarios para la intervención del agente del mercado de mayor tamaño en caso de situación de riesgo de continuidad del negocio en marcha.</li> </ol>
13. Coordinación entre la Superservicios y la Superintendencia de Industria y Comercio.	Corto plazo (2021-2022)	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. El Ministerio promoverá la firma de un convenio interadministrativo que incluya: <ul style="list-style-type: none"> <li>i) Intercambio de funcionarios.</li> <li>ii) Reportes conjuntos entre Grupo de Estudios Económicos de la SIC y Delegatura de Energía y Gas.</li> <li>iii) Acceso a tecnología del laboratorio forense.</li> </ul> </li> </ol>
14. Creación del autorregulador del mercado de energía eléctrica.	Corto plazo (2021-2022)	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Dentro de la SSPD debe existir, como un cuerpo de planta y con las debidas capacidades, el Centro Nacional de Monitoreo del Mercado Mayorista (CNM). Este cuerpo debe realizar el monitoreo en tiempo real del comportamiento del mercado mayorista. Dicho cuerpo, con asistencia de la</li> </ol>

		<p>SIC, debe crear un estándar para poder configurar el abuso de posición dominante, así como el de manipulación de precios.</p> <p>2. Expedir una Ley que adicione la Ley 143 de 1994 en el sentido de incluir la figura autorreguladora de los sectores eléctrico y de gas combustible, tomando como base la Ley 964 de 2005 que creó la figura de la autorregulación en el mercado de valores, esta ley deberá contener:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>i) Delimitación de las facultades normativa, de supervisión y disciplinaria.</li> <li>ii) Entidades del sector obligadas a autorregularse.</li> <li>iii) Requisitos para que la CREG pueda otorgar a un agente el permiso como autorregulador.</li> <li>iv) Remuneración de la actividad a cargo de los agentes obligados.</li> <li>v) Delegación al Gobierno Nacional para reglamentar los demás aspectos.</li> </ul>
<p>15.Reformas a XM S.A. E.S.P. como operador del sistema.</p>	<p>Corto plazo (2021-2022)</p>	<p>1. Añadir al capítulo 8 del Título III (Sector de energía eléctrica) una nueva sección con el título "Independencia del Administrador del Mercado de Energía Eléctrica", con el fin de profundizar la independencia del Administrador del Mercado de Energía de su accionista Mayoritario Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P, de conformidad con los siguientes lineamientos:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>i) Independencia de los administradores. Ningún miembro de Junta Directiva podrá tener relación con ISA.</li> <li>ii) No podrá existir unidad de propósito y dirección en los términos de la Ley 122 de 1995 entre XM e ISA.</li> <li>iii) Prohibición de compartir empleados entre XM e ISA. Esta prohibición se extenderá hasta un año después de la terminación del vínculo contractual.</li> <li>iv) Protocolo estricto de neutralidad en el manejo de la información entre XM, ISA y las demás empresas de transmisión y otros agentes del mercado.</li> </ul>

16.Lineamientos sobre el funcionamiento del CAPT.	Corto plazo (2021-2022)	1. Expedir una Resolución con el fin de ajustar la composición y funcionamiento del CAPT, en el sentido de lograr una participación de expertos independientes vinculados de manera permanente.
17.Lineamientos sobre el funcionamiento del CAC.	Corto y mediano plazo (2021-2025)	1. Expedir una Resolución con el fin de: i) Definir un mecanismo de financiación que garantice pluralidad y que no implique sobrecosto a la demanda; ii) Tener una composición basada en pluralidad de los agentes del mercado (usuarios finales, recursos energéticos distribuidos, Escos). iii) Lograr que los acuerdos del CAC sean vinculantes con poder de veto de la CREG.
18.Lineamientos sobre funcionamiento del CON.	Corto y mediano plazo (2021-2025)	1. Modificación del artículo 37 de la Ley 143 de 1994, con el fin de trasladar al Gobierno Nacional la facultad de determinar la composición del CNO con base en: i) pluralidad de los agentes de mercado y no en función del tamaño de la participación de mercado; ii) evitar duplicidad de participantes por integración vertical de actividades; iii) vinculación de nuevas actividades tales como recursos energéticos distribuidos, generadores con fuentes de energía renovables; y iv) representación de la demanda en el CNO a través del CAC.
19. Coordinación institucional.	Corto plazo (2021-2022)	1. Como mecanismo de coordinación sectorial además de la participación cruzada de directores de las entidades del sector en las juntas directivas de las demás entidades, se debe contar con una instancia similar al Comité de Coordinación para el Seguimiento del Sistema Financiero (creado en la Ley 795 de 2003), el cual debe sesionar por lo menos una vez al trimestre y debe tener como Secretario Técnico al Viceministerio de Energía. Sus integrantes deben ser el MME, la CREG, la UPME, la SSPD y el nuevo XM.

20. Seguimiento institucional a la estabilidad del sector y coordinación con los territorios.	Corto plazo (2021-2022)	1. El MME liderará la conformación de mesas de trabajo entre instituciones para hacer seguimiento a la estabilidad del sector, con base en los reportes de la Superservicios, y para coordinación la actuación con los territorios.
---	-------------------------	---

Las actividades de seguimiento con participación activa del MME para el corto plazo (2020-2021) son:

- Reglamentación del Comercializador de Último Recurso (CUR).
- Regulación de nuevas actividades del comercializador a nivel minorista (agregador).
- Regulación para habilitar agrupaciones de usuarios y microrredes.
- Seguimiento estudios y AIN de separaciones legales y funcionales.

Y el MME hará seguimiento a la implementación de:

- La Resolución CREG 131 de 2020- sobre AMIs.
- Al diseño e implementación de nuevas metodologías tarifarias en estudio.
- Las convocatorias STN / STR en agenda regulatoria.



**ANEXO 1: MISIÓN DE TRANSFORMACIÓN ENERGÉTICA Y  
MODERNIZACIÓN DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA: HOJA  
DE RUTA PARA LA ENERGÍA DEL FUTURO**

**Resumen ejecutivo primera fase - enero 2020**



El Gobierno Nacional ha contratado una Misión de 20 expertos nacionales e internacionales organizados en cinco focos con fin de contar con propuestas de modernización del marco institucional y regulatorio. Lo anterior para facilitar la transformación energética mediante la incorporación de nuevos agentes, tecnologías y esquemas transaccionales en los mercados de energía. En concreto, se busca resolver estas preguntas: (i) ¿Cómo asegurar que la regulación permita la innovación o introducción de nuevas tecnologías con suficiente agilidad sin poner en riesgo la confiabilidad? y (ii) ¿Cuál debe ser el marco institucional y regulatorio que asegure que el mercado propenda por beneficiar al usuario y generar precios eficientes para la demanda?

Durante un semestre de trabajo se ha adelantado un amplio proceso de revisión y discusión de las entregas de los expertos por parte de las entidades que conforman la Secretaría Técnica y de pares evaluadores. Este trabajo ha sido ampliamente difundido entre los agentes del sector por parte de la coordinación de la Misión con la asistencia a más de 50 reuniones y eventos.

### *1. Competencia, participación y estructura del mercado eléctrico*

Los expertos de este Foco evalúan los retos de diseño del mercado mayorista de electricidad y proponen:

Diseño de mercado de corto plazo. Se recomienda la implementación de un esquema de precios nodales que considere los pagos eficientes de la energía y cobros por congestión y pérdidas. Se busca entregar a los consumidores y agentes señales de precio y localización que apoyen decisiones de consumo y localización eficientes. Adicionalmente, se sugiere continuar con las iniciativas que viene adelantando la CREG: mercados intradiarios, mecanismo de balance y mercados de servicios auxiliares y en los años 2020-2021 diseñar el modelo de precios multinodales (LMP). A partir de esta fecha, el modelo LMP se debe correr en paralelo con el modelo de despacho vinculante y mercados intradiarios, de tal forma que se tome la decisión de la aplicación de precios nodales con los ajustes necesarios detectados en las simulaciones en paralelo.

Mejoras en el diseño de contratos y mercados bilaterales. Se recomienda avanzar en la dirección de trabajo de la CREG dando más atención a la seguridad crediticia de las transacciones en los mercados de energía y capacidad a fin de evitar eventos sistémicos. Se propone considerar mejores requisitos para el nivel de confianza con el que se exigen garantías. Otro aspecto clave es la alineación de incentivos entre el comercializador y el usuario final, buscando que se compartan riesgos de la mejor manera, y que el comercializador tome decisiones pensando en el mejor interés del usuario. Se recomienda: (i) el traspaso de precios de compra en el mercado spot y (ii) el traspaso de compras vía mercado de contratos. De igual manera, se debe analizar cuál es el límite óptimo en el porcentaje del costo de garantías para traspasar a los usuarios finales.

Suficiencia y recursos de largo plazo: contratos de energía y cargo por confiabilidad. Las propuestas buscan garantizar la confiabilidad del suministro en un sistema hidrotérmico como el colombiano. En primer lugar, se proponen mejoras para subsanar las falencias en el mecanismo actual de cargo por confiabilidad y complementar este esquema con un sistema de contratos de largo plazo. Las etapas de este ajuste propuestas son:

- 1) 2019-2023: mantener el esquema actual con las Obligaciones de Energía Firme asignadas para cubrir la demanda.
- 2) 2023- 2026<sup>1</sup>: separar las subastas de confiabilidad de las plantas nuevas de las subastas de las plantas existentes; las primeras deben tener como objetivo incentivar la expansión de nueva generación con energía firme eficiente y las segundas disponer de forma eficiente de energía firme en el corto plazo. Así mismo, se recomienda calcular la energía firme de manera estacional y no anual para considerar la complementariedad de los recursos (convencionales y no convencionales), mejorando así la eficiencia.
- 3) 2027 en adelante: el mercado de contratos primará en la expansión (particularmente de recursos renovables), y el CxC existirá como un mecanismo de última instancia, posiblemente separando la necesidad de térmicas puramente “estratégicas” de la necesidad de expansión de renovables.

Mejoras en la planificación y expansión de la transmisión. Los expertos consideran que una definición del sistema de transmisión nacional (STN), incluyendo los Sistema de Transmisión Regional (STR) mejorará la competencia en el desarrollo de los nuevos proyectos y reducirá las barreras a los sistemas de almacenamiento y a nuevos recursos energéticos renovables y distribuidos.

Sistemas de almacenamiento. Estos sistemas tienen un potencial importante para múltiples usos con una misma capacidad. Las oportunidades que abrió la CREG como alternativa a las actualizaciones convencionales de transmisión y distribución son un buen primer paso. Con reglas claras, estos proyectos de uso múltiple pueden desempeñar un papel más relevante en la planificación de la red, en la prestación de servicios complementarios para garantizar la seguridad del servicio y para intercambios eficientes de compra venta en el sistema.

Interconexiones internacionales. Para potenciar los beneficios de las interconexiones internacionales se requiere: (i) definir como política energética la creación de un Hub Energético para transar energía, (ii) contar con esquemas de armonización regulatoria, (iii) crear la figura de Agente Internacional que pueda negociar libremente en los diferentes mercados (iv) desarrollar un mercado de contratos que sea líquido y que garantice la formación de portafolios de bajo riesgo para las partes, (v) permitir el libre acceso a las interconexiones, (vi) incluir dentro de las obras de expansión de la red, aquellas interconexiones que su beneficio social sea mayor a uno y (vii) permitir desarrollar interconexiones a riesgo.

Unidad de supervisión y funciones del mercado. Se recomienda avanzar rápidamente en el fortalecimiento de la Unidad de Monitoreo del Mercado (UMM) que viene adelantando la SSPD pues es clave para las reformas en el diseño del mercado que se propone. Esta Unidad debe ser independiente con funciones que incluyan el seguimiento al desempeño del mercado mayorista, así como de las acciones del operador y del administrador del mercado, y del futuro operador del sistema de distribución (DSO, por sus siglas en inglés), centrándose en la eficiencia y los resultados del mercado. Igualmente, los expertos recomiendan examinar la viabilidad de una Unidad independiente.

---

<sup>1</sup> Dependiendo de la evolución de la canasta energética y sus características de firmeza pudiera reevaluarse la duración de la segunda etapa.

## *2. El gas natural en la transformación energética. Abastecimiento, suministro y demanda.*

Los expertos de este Foco plantean una propuesta integral que busca mejorar la competencia en el mercado de gas y aumentar su dinamismo. Para esto analizaron los siguientes temas:

Planeación de expansión de oferta y demanda. Los expertos proponen un nuevo esquema de planeamiento que garantice una oferta de gas natural plena con horizontes móviles de 10 años. La oferta debe estar formada por las declaraciones de producción para el horizonte propuesto y la capacidad de plantas de regasificación. La demanda deber estimarse teniendo en cuenta el total de demanda potencial de las plantas térmicas.

Para la reincorporación como consumidores de gas de las termoeléctricas existentes, los expertos proponen que los costos fijos de las plantas eficientes (transporte y regasificación) se remuneren de manera exógena, mediante reconocimiento de un precio fijo en el Mercado Spot. De esta manera, se aumentaría su despachabilidad y se haría un mejor uso de la infraestructura existente resultando en menores costos.

Plantas de regasificación. Se propone que el régimen aplicable a las plantas de regasificación sea de acceso abierto o de acceso abierto con exención. Se sugiere que el criterio de selección de los desarrolladores de estas plantas sea la minimización del Ingreso Anual ofrecido, el cual cubrirá su CAPEX, la rentabilidad sobre este y el OPEX anual, durante un horizonte de 10 años. Los desarrolladores y/u operadores de las plantas de regasificación estarían sometidos a una regulación de ingresos tipo “revenue-cap” (Ingreso Anual de Adjudicación sujeto a una TIR) para la prestación del servicio estándar integrado de GNL.

Comercialización de la producción. Los expertos proponen liberalizar este mercado, permitiendo la libre negociación de las partes mediante contratos bilaterales estandarizados tanto para el gas doméstico como para el GNL importado. Este mercado deberá contar con un sistema de información robusto que facilite transacciones en el mercado secundario de gas natural. Se sugiere que las transacciones del mercado secundario tanto en contratos de suministro de gas, como de capacidad de regasificación, también sean libres.

Expansión del sistema de transporte de gas y de los proyectos de confiabilidad. Se propone que la planeación de las expansiones del SNT tenga un horizonte de diez (10) años. Los nuevos proyectos de infraestructura que se identifiquen se clasificarán como: estratégicos, indicativos, o de confiabilidad. Los estratégicos son proyectos de extensión de redes que el Gobierno considere necesarios y se desarrollarían a través de convocatorias públicas. Los indicativos serían proyectos que la sociedad haya identificado y que se considere que los agentes sectoriales existentes pueden desarrollar de manera rentable. En cuanto a los proyectos de confiabilidad, su definición se haría mediante un mecanismo híbrido, donde se facilite la coordinación de los agentes involucrados en la toma de decisiones.

Operación del mercado. Se propone crear un nuevo agente institucional en el sector denominado Gestor Técnico Independiente del Sistema de Transporte y Almacenamiento y se propone crear un Centro de Transacciones Virtual (HUB). El Gestor Técnico debe



garantizar el acceso abierto e indiscriminado al transporte de gas a todos los usuarios, imponer disciplina operativa entre los comercializadores y usuarios finales, facilitar el logro de un balance operativo diario que no ponga en riesgo el sistema y crear un mercado líquido de capacidad de gasoductos.

Remuneración del servicio de transporte y metodología tarifaria. Se propone adoptar el Modelo “Common Carrier” en el SNT que reemplazaría el Modelo “Contract Carrier” actualmente vigente. Este cambio consiste esencialmente en transformar el ámbito de acción de industrias integradas verticalmente, en industrias que desarrollen separadamente actividades monopolísticas y actividades competitiva. Este modelo implicaría contrato por adhesión y una metodología de remuneración bajo el método “Revenue Cap” (Ingreso Regulado). Se propone como metodología tarifaria el Modelo Entry-Exit en el cual se establecen cargos de entrada (inyecciones) y cargos de salida (extracciones). Los ingresos regulados que remuneran a los transportadores, se distribuirán 50%/50% entre los cargos de entrada y salida.

Distribución y comercialización minorista. Se sugiere someter a los distribuidores al Régimen de Libertad Vigilada. En cuanto a la comercialización, se propone que el MME defina un cronograma para la masificación de medidores de gas inteligentes y avanzar en la desregulación de comercialización minorista. Finalmente, los expertos proponen que se permita la oferta de paquetes de servicios por parte de las empresas de servicios públicos domiciliarios, en calidad de comercializadores, esto es paquetes de servicios eléctricos, de gas, telecomunicaciones y refrigeración y/o calefacción de distritos térmicos.

Coordinación gas-electricidad. La coordinación y participación de las termoeléctricas de gas se logra: (i) con el cambio de enfoque en el planeamiento de suministro y transporte propuesto, que evita acudir al Estatuto de Racionamiento de Gas y limitar la oferta de gas y/o transporte; (ii) con la eliminación de los tiempos de nominación del suministro de gas (6 horas), permitiendo que las termoeléctricas puedan tomar el gas de la red de transporte en el momento en que el CND las requiera; a través de la comunicación en tiempo real entre el CND y el Gestor Técnico; (iii) al permitir en forma ágil y oportuna que las termoeléctricas en el mercado intradiario adquieran gas en el mercado primario o en el secundario, mediante transacciones físicas o virtuales; (iv) información oportuna y transparente por parte del Gestor Técnico; (v) los cargos Entrada – Salida, reducirían la dispersión de las tarifas de transporte.

### *3. Descentralización, digitalización y gestión eficiente de la demanda de energía.*

El país cuenta con 36 empresas distribuidoras altamente heterogéneas por la diversa naturaleza de la demanda que atienden, la disponibilidad de pagos de los usuarios, así como el estado de las redes. Proponen, en el largo plazo, una red eléctrica de distribución con un esquema de control híbrido descentralizado, en el que se tendría un centro de control regional o local en cada subestación de AT/MT del sistema del operador. Los elementos esenciales para abrir la red a nuevos agentes, tecnologías y esquemas transaccionales son:

Diseño de tarifas reguladas para usuarios finales: En el corto plazo, la estructura tarifaria debe sofisticarse gradualmente para permitir el envío de señales de consumo (y generación distribuida) eficiente, que motiven a los usuarios de la red a reducir su consumo energético en las horas de mayor precio de bolsa.

La **nueva estructura tarifaria** tendría para todos los clientes finales, cinco componentes: (i) **energía**; (ii) **garantía de suministro**; (iii) **uso de la red (\$/kW)**; (iv) **costes residuales**; (v) **comercialización** (solo para usuarios acogidos a la tarifa regulada).

Despliegue de infraestructura AMI. No hay unicidad en las propuestas. Los consultores internacionales proponen que esta se organice por niveles de tensión, vinculando los usuarios de mayores consumos (y niveles de tensión) primero, y posteriormente los de menores consumos (y niveles de tensión) con un despliegue más de naturaleza voluntaria. Los consultores nacionales proponen que la meta del MME se cambie del 75% de usuarios al 75% de la demanda, desarrollándose por etapas comenzando en aquellos donde los beneficios sean mayores. En ambos casos se considera que análisis B/C son esenciales.

En cuanto a la instalación de estos sistemas y la gestión de los datos, se considera que el distribuidor debe ser el responsable en la fase de despliegue de la infraestructura AMI y que se debe crear un nuevo agente para la gestión y acceso abierto a los datos, acogiendo lo propuesto en el Foco 5.

Gestión eficiente de la demanda. Debe permitirse la participación explícita de la demanda, por encima de un umbral de tamaño, en la bolsa de energía, no sólo en situaciones de escasez, sino de forma general, con la posibilidad de que ésta sea la que determine marginalmente cual es el precio de la energía. De forma análoga, debe también permitirse la participación explícita de la demanda en el cargo por confiabilidad. El resto de la demanda podría ir de forma agregada como parte vendedora (sería similar al *opt-out* de los mercados de capacidad norteamericanos).

En el largo plazo, a medida que los equipos lo permitan, se debe permitir a la demanda proveer todos aquellos servicios que técnicamente sea capaz de suministrar (incluyendo resolución de congestiones, servicios de mantenimiento de frecuencia, etc.). Debe pensarse en la creación en firme de programas de respuesta activa de la demanda.

Planificación y remuneración de los sistemas de distribución. Se propone realizar una reforma regulatoria en el largo plazo, que conduzca a una remuneración basada en el TOTEX, *output-based* (objetivos de calidad de suministro habituales, y otros alineados con la política energética del país, de eficiencia, satisfacción del cliente, penetración de recursos distribuidos, etc.), con un mayor periodo regulatorio (entre 5 y 10 años) y con una remuneración flexible que pueda ayudar a mitigar de forma adecuada el riesgo asociado a la actividad de distribución.

En ese sentido, en la planificación de la red, los expertos recomiendan que en el corto plazo se consideren explícitamente los recursos distribuidos. En tales planes debería realizarse un análisis B/C sobre el valor de la generación distribuida en diferentes puntos de la red y dar directrices sobre criterios que habiliten la modernización e incorporación de DER.

Aumento de la visibilidad y transparencia de los sistemas de distribución. Es importante calcular los mapas de *hosting capacity*, incluyendo una lista de indicadores descriptivos y de desempeño (junto con una granularidad espacial y temporal) para fomentar la transparencia y la inversión eficiente en generación distribuida. La CREG debe establecer criterios sobre qué tipo de datos deben ser tratados de forma confidencial y cuál debe ser el formato y canal de disposición y el agente autorizado para tratar estos datos. Se ha revisado el rol de un agregador.

Creación de plataformas distribuidas para compra de servicios de red: Se que la red de distribución se convierta en una plataforma eficiente con acceso abierto para diferentes servicios. Lo planteado por la CREG para la regulación de la instalación y operación de Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías en el Sistema Interconectado Nacional es un buen primer paso. Debe quedar claro que la propiedad del activo (generación o almacenamiento) que da servicios de red nunca debe ser del distribuidor. El inversionista del activo debería por ejemplo poder vender simultáneamente energía en la bolsa, servicios complementarios a XM y servicios de red al distribuidor.

Incorporación de recursos distribuidos (DER). Para la conexión de recursos distribuidos, los expertos nacionales encuentran que, con el fin de eliminar la discrecionalidad de los requisitos, es necesario facilitar las conexiones con seriedad, seguridad y confiabilidad, y acelerar la incorporación de DER. Igualmente sugieren reformular el cargo de respaldo para AG para lo que proponen: (i) vincular la penalización al concepto de congestión y (ii) rediseñar el esquema a una señal de congestión en función de la capacidad usada de la red. De igual manera se sugiere incentivar la penetración de movilidad eléctrica.

El nuevo papel del distribuidor. Alineado con lo propuesto en el Foco 5, se recomienda que el Distribuidor se convierta en un Operador de la RED y la separación estructural de los negocios de distribución y comercialización. En su defecto, impedir que el comercializador compita por usuarios de sus redes de distribución. Si no se opta por estas alternativas se deben diseñarse estrictos mecanismos de supervisión por parte del regulador que impidan que el distribuidor pueda condicionar la competencia en sus redes de distribución, minimizando barreras de entrada.

#### *4. Cierre de brechas. Cobertura y calidad del servicio. Focalización de subsidios.*

##### *4A. Cobertura de energía eléctrica*

La planificación integrada de referencia. Los expertos sugieren continuar con la realización de una planificación integrada para identificar las inversiones y proyectos para el logro de las metas al menor costo posible y establecer prioridades y costos de referencia. Un plan de electrificación de mínimo costo debe poder comparar la posibilidad de electrificación con red, microrredes y sistemas individuales para lograr ahorros de costo de servicio, garantizando niveles de calidad adecuados a cada situación.

Propuesta de marco regulatorio. Se propone un modelo de concesión territorial con responsabilidad de servicio universal en la zona asignada a través de una subasta, tanto como suministrador por defecto como de último recurso (en caso de que otro

suministrador existente en la zona abandonada), pero solamente en exclusividad para el suministro por extensión de la red interconectada. La propiedad y la responsabilidad del mantenimiento de los equipos reside en el suministrador del servicio, que se relaciona con sus clientes según un formato “utility-like”, con independencia del modo de suministro. La remuneración regulada del servicio eléctrico de las soluciones aisladas retribuir los costos totales de proporcionar el servicio eficientemente, incluyendo una remuneración adecuada por el capital invertido.

Marco institucional y de gobernanza eléctrica. Para contar con una planificación integral de referencia se propone que la UPME sea el planificador exclusivo del sector y realice la viabilización de los proyectos. De otro lado, se requiere fortalecer las capacidades institucionales para estructurar proyectos y adelantar los procesos de contratación y seguimiento a la ejecución, estas labores estarían a cargo del IPSE. Igualmente se propone mejorar la recolección y acceso a la información para apoyar procesos evaluativos de impacto y eficiencia en la asignación de fondos.

Mejoramiento de la calidad del servicio. Se propone definir y fijar metas de calidad diferenciadas entre zonas rurales y urbanas y metas de calidad para diferentes niveles de desarrollo, por ejemplo, establece niveles de calidad aceptable en las ZNI, aceptando metas de mejoramiento gradual y contando con un esquema de revisión y evaluar del cumplimiento de las metas. Además se propone seguir incentivando el mejoramiento tecnológico de las redes (instalación de sistemas telemétricos en el SIN y ZNI y actualizar el catálogo de unidades constructivas que maneja la CREG para incluir soluciones aisladas, definición estándares para que los sistemas de generación distribuida aseguren que la calidad de la onda que se inyecta en la red no va a causar perturbaciones en el sistema).

#### *4B. Cobertura de gas natural, GLP y disminución del consumo de leña*

En primer lugar, se deben establecer condiciones de idoneidad de los distribuidores a cargo de los proyectos del Fondo Especial Cuota Fomento de GN – FECFGN, que garanticen la prestación del servicio en el mediano y largo plazo. En segundo lugar, priorizar los recursos del FECF para cofinanciar las conexiones de usuarios de estratos 1 y 2. Finalmente, una vez se cumplan los objetivos de expansión darse por terminado el FECFGN.

Además, se sugiere que la UPME y el IPSE elaboren Planes de Energización Rural Sostenible –PERS para cada Departamento. El IPSE debe estructurar soluciones energéticas integrales para los procesos de cocción y de energía eléctrica de la población en ZNI y otras áreas aisladas y rurales. La UPME debe habilitar un sistema información con los proyectos y programas de ampliación de cobertura de gas combustible y de cocción eléctrica eficiente.

#### *4C. Fondos*

Se recomienda unificar los fondos FAER y FAZNI. En términos de focalización, se sugiere que los recursos de los fondos energéticos deben destinarse exclusivamente a aquellas soluciones que no resulten rentables para los particulares. IPSE debe estructurar o identificar proyectos estratégicos.

Sobre el PRONE se plantea: (i) un desmonte gradual de los subsidios financiados con FOES como resultado de la ejecución estratégica del PRONE en zonas identificadas como subnormales. Una vez cumplida la finalidad, deberían desmontarse estos subsidios para contribuir a desincentivar las conexiones ilegales; (ii) incluir la fuente de recursos que nutre al PRONE en el Fondo que unificaría al FAZNI y al FAER.

#### *4D. Diseño y formulación de subsidios.*

El análisis realizado reitera la conclusión de análisis previos en el sentido de que el actual sistema de estratos no es una herramienta efectiva de focalización. Los expertos proponen las siguientes alternativas de reforma:

(1) Condicionar la recepción del subsidio a la demostración de su necesidad mediante la información contenida en el SISBEN, además de que se cumpla el requisito de ubicarse en estratos 1, 2 o 3<sup>2</sup>. Por ejemplo, si en la actualidad se limitara la entrega de subsidios al 30% de hogares con los menores puntajes de SISBEN (revisados y ajustados periódicamente), una fracción que se acerca a la de hogares en condición de pobreza monetaria, el Fondo podría seguir entregando los mismos subsidios actuales a las familias en condición de pobreza, al tiempo que alcanzaría la suficiencia.

La implementación de esta alternativa conlleva cambios logísticos en términos de los sistemas de verificación del distribuidor o una forma centralizada administrada por el Estado para asignar los subsidios. Por estas razones, éste debería ser un escenario meta de reforma para el mediano plazo.

(2) La alternativa más efectiva e implementable en el corto plazo en el caso de energía eléctrica, es la de restringir la entrega de subsidios a hogares cuyo consumo no supera un nivel límite de consumo subsidiado (un promedio móvil de varios meses, para evitar que un mismo hogar vea fluctuaciones fuertes en su factura por estar en un mes en niveles de consumo que lo hace beneficiario del subsidio y en otro no). Para cualquier esquema alternativo de focalización se debe considerar un cronograma que implemente la reforma de manera progresiva.

### *5. Revisión del marco institucional y regulatorio.*

En este foco los expertos analizan los problemas de organización sectorial de mercado eléctrico. En primera instancia, examinan la definición de actividades (existentes y nuevas) o servicios tanto para el mercado centralizado como para el descentralizado. Se sugiere que, en el mercado centralizado, el responsable de los desvíos sea el comercializador o comercializador – agregador.

En el mercado descentralizado se proponen nuevos agentes o ajustes de los anteriores: Distribuidor que asuma función de Operador del Sistema de Distribución (OSD); Generadores distribuidos activos en el mercado; Comercializadores de último recurso (CUR); Agregador de recursos de energía distribuidos; Administrador de la información;

---

<sup>2</sup> El DANE adelanta un proyecto para contar con un sistema para el seguimiento y validación de la estratificación socioeconómica y de cobertura de servicios públicos domiciliarios en los municipios.

Gestor de servicios energéticos (ESCO); Prosumidores y consumidores; Micro redes activas en el mercado.

En segundo lugar, se revisan los límites a la integración horizontal y vertical. Se plantea que por principio no se debe permitir que empresas en un sector competitivo estén integradas con actividades reguladas, dado que en un sector maduro no existen mayores ventajas a integrarse porque el mercado brinda ventajas similares a la integración.

Además de la organización sectorial, los expertos analizan los temas de gobernanza del sector y plantean: El MME debe fijar los objetivos de política energética a través del Plan Energético Nacional y deseable que sean definidas a través de documentos CONPES, revisables por lo menos cada 10 años. Los planes nacionales de desarrollo deben ser explícitos en los avances que pretenden lograr de cara a esas metas.

La planeación debe seguirse haciendo desde la UPME. Consideran los expertos que esta entidad debe fortalecerse, comenzando por mejorar la remuneración de sus funcionarios. Además, proponen que cuente con un departamento ambiental y mayor recurso humano para la estructuración oportuna de las convocatorias. Finalmente, proponen que se retire de algunas actividades en el sector minero (que deberían identificarse) y asuma el rol del Chief Information Officer del sector, en coordinación con la SSPD y XM.

Para el IPSE, en línea con el Foco 4, se sugiere que se concentre en la promoción, estructuración y ejecución de proyectos en las ZNI. Se debe fortalecer el Centro Nacional de Monitoreo y contar con un cuerpo idóneo de auditores de proyectos.

Los expertos proponen que toda la regulación de los sectores de energía se asigne legalmente a la CREG (incluyendo gas y combustibles líquidos). En combustibles líquidos proponen igualmente que la regulación de toda la cadena quede en manos de la CREG, a pesar de las implicaciones fiscales, con excepción de la regulación del ingreso al productor. Se propone reestructurar la composición de la comisión, y se plantean dos opciones: (i) pasar de 11 miembros a, 7 (1 del gobierno y 6 de dedicación exclusiva); (ii) que MHCP y DNP dejen de formar parte permanente, aunque temas con implicaciones fiscales deben ser coordinados con estas entidades; (iii) que los 4 o 6 miembros de dedicación exclusiva tengan no sólo expertos en temas eléctricos, de gas y de combustibles líquidos, sino también en economía-regulación, finanzas y derecho. Adicionalmente, se recomienda que exista un director administrativo en la CREG, encargado de los temas administrativos exclusivamente. En cuanto a los periodos de los expertos, se sugiere que sean de máximo dos periodos sin opción a prórroga.

Con relación al trabajo regulatorio consideran que, así como la agenda regulatoria es pública, deberían ser públicos de forma oportuna tanto el orden del día de las sesiones, como las actas de las mismas. Se propone que, la presencia del Ministro de Minas y Energía sea requisito para sesionar. Para promover la innovación los expertos proponen que, soportados en el cumplimiento de los plazos regulatorios, se pueden fomentar mecanismos como los denominados “*Sandboxes*”, empleados por los reguladores británicos y recomendados por la Misión de Sabios (2019).

Adicional a la CREG, debe crearse una doble instancia para atender apelaciones sobre resoluciones tarifarias. Esta instancia de apelación debe estar conformada por una terna nombrada a partir de una lista de expertos de reconocida trayectoria conformada por la

CREG para estos propósitos, que podría servir también para fallar sobre casos similares que salgan de resoluciones expedidas por otras comisiones de regulación.

Con relación a la supervisión, los expertos consideran que: (i) la SSPD debe mejorar la supervisión preventiva, llevando a cabo periódicamente pruebas de estrés de sus vigilados y haciendo públicos sus resultados; (ii) el Fondo Empresarial debe fortalecerse para que se garantice la disponibilidad de recursos que asegure la continuidad de la prestación del servicio de una empresa intervenida; (iii) la SSPD debe contar con un Centro Nacional de Monitoreo del Mercado Mayorista; (iv) las labores de la SIC deben alimentarse, idealmente, de información que provenga de la SSPD. De igual manera, es deseable que el Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios cuente con un cuerpo colegiado asesor para ciertos temas. Entre ellos, podría estar la imposición de multas que excedan cierta cuantía o las tomas de posesión de prestadores en dificultades, que requieren el uso de recursos del fondo empresarial.

Con relación a XM, los expertos consideran que este debe escindirse del grupo ISA y continuar siendo una empresa con ánimo de lucro. El nuevo XM debe seguir teniendo a la Nación como un accionista mayoritario y podría contar con otros accionistas. Las tareas principales de la junta directiva del nuevo XM serían: (i) hacer propuestas no vinculantes al MME en materia de política, (ii) a la CREG en materia de regulación y (iii) a la UPME en materia de planeación.

Finalmente, como mecanismo de coordinación sectorial, consideran los expertos que la participación cruzada de directores de las entidades del sector en las juntas directivas de las demás entidades debe continuar y proponen una instancia similar al Comité de Coordinación para el Seguimiento del Sistema Financiero (creado en la Ley 795 de 2003), el cual debe sesionar por lo menos una vez al trimestre y debe tener como Secretario Técnico al Viceministerio de Energía. Sus integrantes deben ser el MME, la CREG, la UPME, la SSPD y el nuevo XM.



**ANEXO 2: CONSULTORÍA TÉCNICA DE APOYO PARA  
LA IMPLEMENTACIÓN DE LAS RECOMENDACIONES  
DE LA MISIÓN DE TRANSFORMACIÓN ENERGÉTICA**

CONSULTOR: ALEJANDRO LUCIO CHAUSTRE -ENERO 2021



## Tabla de contenido

Introducción: Análisis y propuesta de hoja de ruta para la Misión de Transformación Energética .....	3
Metodología.....	3
Horizonte de análisis e implementación .....	3
Criterios .....	3
Estructura del análisis.....	4
1. Foco 1: Competencia, participación y estructura del mercado eléctrico.....	8
1.1. Mercado de corto plazo.....	11
1.2. Precios Nodales .....	15
1.3. Mercado de mediano plazo y comercialización .....	18
1.4. Reformas al mecanismo de suficiencia .....	22
1.5. Redes y conexiones.....	26
1.6. Participación de la demanda y otros agentes .....	31
1.7. Unidad de Monitoreo.....	31
2. Foco 2: El gas natural en la transformación energética. Abastecimiento, suministro y demanda .....	32
2.1. Abastecimiento.....	34
2.2. Mercado de gas, comercialización de la producción y remuneración de la actividad de transporte.....	39
2.3. Expansión del SNT .....	42
2.4. Hoja de ruta para propuestas del Foco 2.....	44
3. Foco 3: Descentralización y Digitalización de la Industria y la Gestión Eficiente de la Demanda .....	45
3.1. Diseño tarifario .....	49
3.2. Despliegue AMI.....	51
3.3. Modernización de la distribución y recursos energéticos distribuidos .....	54
3.4. Gestión Eficiente de la Demanda .....	58
4. Foco 4: Cierre de brechas, mejora de la calidad y diseño y formulación eficiente de subsidios .....	62
4.1. Aumento de cobertura eléctrica y mejoramiento de la calidad.....	66
4.2. Expansión cobertura de gas y sustitución de leña.....	71
4.3. Fondos eléctricos .....	73
4.4. Subsidios .....	76
5. Foco 5: Institucional y Regulatorio.....	78
5.1. Organización sectorial.....	84

5.2.	Areneras de innovación regulatoria .....	92
5.3.	Reformas Institucionales .....	94
5.4.	Coordinación Institucional .....	107

# Introducción: Análisis y propuesta de hoja de ruta para la Misión de Transformación Energética

## Metodología

Con el objetivo de abordar un análisis integral de las propuestas realizadas por los expertos en los cinco focos temáticos de la Misión de Transformación Energética (MTE), en el desarrollo del trabajo de consultoría se definieron los siguientes horizontes de análisis e implementación y los criterios de priorización descritos a continuación:

## Horizonte de análisis e implementación

Plazos en la estructuración de la hoja de ruta:

- **Corto** → hasta dos años.
- **Mediano** → entre dos y cinco años.
- **Largo** → mayor a cinco años.

## Criterios

Los criterios que se presentan a continuación, buscan de manera práctica y concreta facilitar el análisis integral de cada una de las propuestas identificadas en los documentos finales de cada foco temático definido en la primera etapa de la Misión de Transformación Energética (MTE). Dada la cantidad de propuestas específicas, abordadas cada una con diferente nivel de profundidad, detalle, prerequisites para su implementación, complejidad técnica, económica y política, no se pretende que el análisis que se detallará en este documento arroje una calificación ponderada de criterios que mediante una calificación cuantitativa defina una priorización, sino más bien un análisis que, de la mano de la evaluación de dichos criterios, establezca: la viabilidad o no de implementación; si se cuenta o no con elementos suficientes para abordar una reforma; si las propuestas sobre elementos o temáticas que se abordan en diferentes focos son consecuentes o no entre sí; y si del análisis realizado se consideran plazos de implementación diferenciales.

Los criterios utilizados son los siguientes:

1. Revisión de propuestas que están en estudio o sobre las que existen agendas, proyectos normativos en discusión o próximos a ser emitidos, incluso aquellas que habiendo sido planteadas ya son cubiertas por el marco normativo o regulatorio.

**Se considera que las propuestas clasificadas en este criterio deberán ser abordadas en el corto plazo en su estudio y estructuración, e implementadas en el corto y mediano plazo.**

2. Propuestas sobre las que no está aún contemplado un análisis detallado, un borrador normativo o regulatorio en el corto plazo (agenda institucional). Se analiza:

- I. ¿Existen estudios Beneficio / Costo o de profundidad técnica sobre la temática? en caso de existir:
  - i. ¿Contemplan estos estudios las propuestas y recomendaciones de la MTE?
  - ii. ¿Están vigentes los resultados de estos estudios dados los nuevos desarrollos y marco normativo actual y previsto?
  - iii. ¿Se requieren actualizaciones o nuevos estudios?

**Se considera que las propuestas clasificadas en este criterio deberán ser abordadas en el corto y /o mediano plazo en su estudio, análisis de impacto normativo, estudio beneficio / costo, y estructuración. Su implementación podrá llevarse a cabo en el corto, mediano o largo plazo.**

3. Condiciones de consecuencia:
  - I. ¿Necesita la propuesta para ser implementada de la validación o entrada en ejecución de otra propuesta?
  - II. ¿El análisis de la implementación de iniciativas previstas en los criterios 1 y 2 afecta favorable / desfavorablemente la implementación de la propuesta?
  - III. ¿Cuál es el impacto de la propuesta sobre las clasificadas en los criterios 1 y 2?
  - IV. ¿Requiere la implementación de la propuesta un análisis profundo de corto plazo para vincularla a propuestas clasificadas en los criterios 1 y 2?
4. Elementos habilitadores requeridos (CONPES, leyes, decretos, resoluciones, reglamentos):
  - I. ¿Las autoridades han identificado que es imprescindible hacer algún ajuste normativo para implementar la recomendación?
  - II. ¿Es conveniente tener alguna señal de política pública como paso previo a la implementación de la recomendación?
  - III. Si las autoridades ya identificaron algún ajuste normativo imprescindible o conveniente, ¿existe una alternativa de intervención más sencilla para lograr el mismo efecto?
5. Economía política:
  - I. ¿Existe relación entre la recomendación con los objetivos definidos en el Plan Nacional de Desarrollo y/o en otros documentos de política pública emitidos por el Gobierno Nacional?
  - II. ¿Es posible implementar la recomendación dentro del mandato del Gobierno actual?

## Estructura del análisis

Dada la abundancia de propuestas específicas que están contempladas en cada uno de los focos temáticos de la MTE, el análisis de la aplicación de los criterios anteriormente descritos y la construcción de cronogramas de aplicación, estructuración e implementación, se realizó mediante la agrupación en subtemas que facilitaran su análisis y la misma

definición de cronogramas en la hoja de ruta. Sin embargo, esta agrupación no implicó dejar de abordar ninguna de las propuestas específicas detalladas por los expertos en los documentos de cada foco temático.

La metodología de análisis que se utilizó para la aplicación de los criterios se explica de manera más apropiada a través de la lógica secuencial presentada en la siguiente tabla:

Tabla 1. Metodología para la aplicación de criterios

¿Existe propuesta emitida o en la agenda institucional de corto plazo?					
Sí			No		
Convergencias con propuestas MTE	Divergencias con propuestas MTE	¿Cuáles ajustes normativos o de política pública (Ley, decreto, resolución) han identificado como necesarios?	¿Existen estudios realizados sobre la propuesta? ¿Cuáles son los hallazgos? ¿Se requiere actualizar recomendaciones? ¿Nuevos estudios? Análisis de consecuencia con proyectos en curso.	¿Se requieren estudios nuevos?	¿Cuáles ajustes normativos o de política pública (Ley, decreto, resolución) han identificado como necesarios?
Inclusión ajustes proyecto normativo	Análisis impacto – estudios para llevar a cabo corto plazo para inclusión o rechazo		Cronograma de análisis –  Elementos habilitadores	Cronograma de análisis –  Elementos habilitantes	
	Cronograma				

Fuente: Elaboración propia

Para el análisis de cada una de las propuestas se realizó un trabajo previo que implicó la realización de sesiones de trabajo con las entidades de gobierno partícipes en la Secretaría Técnica de la MTE, involucradas en la eventual implementación de las propuestas contenidas en cada agrupación temática. A continuación, se presenta el detalle de las reuniones realizadas en el marco de este análisis.

### Reuniones Foco 1: Competencia, participación y estructura del mercado eléctrico

Temática	Fecha	Entidades asistentes
Mercado de corto plazo	Agosto 4 de 2020	MME, CREG, UPME, SIC, SSPD
Contratos	Agosto 11 de 2020	MME, UPME, SSPD, DNP, CREG
Mercado de Largo Plazo	Agosto 12 de 2020	MME, SSPD, UPME, CREG
Redes y conexiones	Agosto 18 de 2020	MME, SSPD, CREG, SSPD, UPME, DNP
Expansión del STR	Agosto 26 de 2020	MME, SSPD, CREG, DNP, UPME

## Reuniones Foco 2: Abastecimiento, comercialización, transporte, almacenamiento, regasificación, demanda, aspectos institucionales y regulación de gas natural

Temática	Fecha	Entidades asistentes
Planeación y política	Agosto 14 de 2020	MME, CREG, UPME, SSPD
Planeación y política – Régimen de plantas de regasificación	Agosto 21 de 2020	MME, UPME, SSPD, CREG
Diseño de mercado	Agosto 25 de 2020	MME, SSPD, UPME, CREG
Gestor Técnico y planeación de la expansión	Agosto 28 de 2020	MME, SSPD, CREG, SSPD, UPME, DNP

## Reuniones Foco 3: Descentralización y Digitalización de la Industria y la Gestión Eficiente de la Demanda

Temática	Fecha	Entidades asistentes
AMI	Septiembre 4 de 2020	MME, CREG, UPME, SSPD, BID
Diseño Tarifario y AMI	Septiembre 8 de 2020	MME, CREG, UPME, SSPD, BID
Recursos distribuidos	Septiembre 17 de 2020	MME, CREG, UPME, SSPD, BID

## Reuniones Foco 4: Cierre de brechas, mejora de la calidad y diseño y formulación eficiente de subsidios

Temática	Fecha	Entidades asistentes
Expansión de cobertura	Septiembre 17 de 2020	IPSE, UPME, MME
Subsidios	Septiembre 25 de 2020	DNP, MME, BID
Monitoreo	Septiembre 25 de 2020	IPSE, SSPD, MME, UPME, BID
Calidad y tarifas	Octubre 7 de 2020	MME, DNP, CREG, BID

## Reuniones Foco 5: Revisión del marco institucional y regulatorio

Temática	Fecha	Entidades asistentes
Estructura del mercado, integración horizontal y vertical. Reformas a la CREG	Noviembre 3 de 2020	CREG
Reformas a la SSPD	Noviembre 5 de 2020	SSPD
Planeación y reformas a la UPME	Noviembre 6 de 2020	UPME
Reformas al CNO	Noviembre 10 de 2020	CNO
Reformas a XM (propiedad y relacionamiento con comités asesores); Planeación y mercado de corto plazo.	Noviembre 11 y 18 de 2020	XM
Reformas al CAC	Noviembre 24 de 2020	CAC

Con el ánimo de facilitar el entendimiento de las acciones a seguir para la implementación de la Hoja de Ruta de la MTE, cada capítulo de análisis dedicado a los cinco focos de la misión, presentará en primera instancia el resumen de acciones a cargo del Ministerio de Minas y Energía, divididas en tres tipos:

1. **Emisión de Lineamientos de Política Pública:** aquellos aspectos en donde, como conclusión de las reuniones realizadas con las entidades participantes en la Secretaría Técnica de la MTE, el análisis de los comentarios de la industria y el análisis realizado por el equipo consultor de la segunda fase de la MTE, se considera necesario la emisión de un lineamiento de política pública.
2. **Seguimiento detallado a la agenda normativa institucional:** se busca para las temáticas identificadas dentro de este tipo de acción, que los análisis para la implementación de las recomendaciones de la MTE y las conclusiones y recomendaciones plasmadas en este documento, con el liderazgo del Ministerio de Minas y Energía, sean abordadas previo a la emisión de nueva regulación o normatividad en cabeza de las diversas entidades del sector.
3. **Seguimiento en implementación:** se requiere una acción de seguimiento a la implementación de las propuestas con los ajustes que surjan de los análisis de impacto normativo y estudios de beneficio costos que sustentan dicha implementación.

Posteriormente, para cada capítulo, se presenta el análisis detallado de las propuestas de la MTE en cada foco, que sirvió de base para la definición de las acciones mencionadas, incluyendo la aplicación de los criterios arriba descritos y la construcción de la hoja de ruta de implementación para cada subtema analizado.

## 1. Foco 1: Competencia, participación y estructura del mercado eléctrico

### Acciones a implementar:

Emisión de Lineamientos de Política Pública		
Propuesta	Temporalidad	Habilitador normativo
1. Migrar a un sistema de Precios Nodales, condicionado a que corridas XM y ACB de señal positiva	Corto y Mediano plazo (2021-2024)  -Diseño 2021 -Simulación XM 2021 -Toma de decisión 2022 - Implementación 2023- 2024	1. Firma de un convenio interadministrativo entre MME, XM y UPME en el cual: i) se comprometa XM a realizar la simulación de resultados y análisis de costo en 2021 (aprox. 8 meses), ii) MME o UPME remunere a XM.
		2. Si el resultado es favorable, el MME expide una Resolución fijando la política pública de migrar hacia precios nodales, estableciendo el cronograma para que el regulador ajuste la regulación y realice la implementación (2023-2024).
2. Mercado de mediano plazo y comercialización de energía eléctrica: Incentivar creación de MAEs y Negociación directa de los usuarios no regulados con los generadores	Corto plazo (2021-2022)	1. Coordinación: Gestiones del MME para profundizar la interrelación entre el sector financiero y eléctrico, ante Superfinanciera, URF y CREG, mediante los mecanismos de comercialización promovidos por entidades del sector financiero.
		2. Modificación Decreto 1073/15: Incorpore una política pública en el siguiente sentido: <ol style="list-style-type: none"> <li>i. La CREG ajustará la regulación para habilitar a los usuarios no regulados la negociación directa con los generadores, y definirá el rol de la actividad de comercialización en estos casos.</li> <li>ii. MME podrá complementar este lineamiento de política energética, fijar metas, definir la gradualidad de su implementación y hacer análisis de impacto normativo ex post.</li> <li>iii. La CREG adelantará un análisis de impacto normativo con el fin de identificar la mejor alternativa para lograr este objetivo de política pública</li> <li>iv. La CREG evaluará la conveniencia de reducir el umbral para ser usuario no regulado si el ACB es positivo.</li> </ol>
3. Suficiencia de suministro de energía eléctrica: Reforma del Cargo por Confiabilidad	Corto plazo (2021-2022)	1. Resolución MME que unifique planeación y suficiencia en el abastecimiento: <ol style="list-style-type: none"> <li>i. Instruir a la UPME para que en los planes de expansión de generación tenga en cuenta criterios de suficiencia que complementen la aproximación de confiabilidad basada en OEF;</li> <li>ii. Fijar como política pública para promover la competencia, la formación eficiente de precios y el ingreso de nuevos competidores en el mercado, que existan mecanismos de asignación competitivos y diferenciados para asignar obligaciones de confiabilidad a las plantas existentes de manera separada a las</li> </ol>



		<p>nuevas, que permitan la participación directa de la demanda y de plantas menores, y aumente la variedad de la oferta según estacionalidades;</p> <p>iii. Instruir a la CREG para que dentro de los 12 meses siguientes realice análisis de impacto normativo respecto de las alternativas regulatorias disponibles para ajustar el cargo por confiabilidad e incorporar estos objetivos de política energética, si se encuentran viables.</p> <p><i>Nota: En la agenda indicativa del Minenergía se incluye una resolución sobre "Suficiencia en el abastecimiento de energía eléctrica".</i></p>
<p>4. Inclusión de <u>nuevos criterios en Planificación de la red</u> (Flexibilidad, revisión criterio n-1, resiliencia)</p>	<p>Corto plazo (2021-2022)</p>	<p>1. Resolución MME que unifique planeación y suficiencia en el abastecimiento que abarque transmisión y distribución, y derogue las Resoluciones 181313 de 2002 y 182148 de 2007.</p> <p><i>Nota1: Ya está en consulta un borrador de resolución "Por la cual se definen criterios de resiliencia, seguridad y confiabilidad para el suministro de energía eléctrica".</i> <b>Propuesta:</b> Complementar esta iniciativa con las recomendaciones de la MTE.</p> <p><i>Nota2: los retos de licenciamiento ambiental y social se revisan en el Foco 5.</i></p> <p><i>Nota 3: Está en consulta la Resolución CREG 233 de 2020 por medio de la cual se ordena la asignación de capacidad para la conexión de proyectos de generación y demanda, con, entre otras medidas, la creación de una ventanilla única y la definición de las condiciones para garantizar la capacidad asignada.</i></p> <p><i>Nota 4: la CREG está adelantando un análisis integral a la actividad de transmisión regional, que incluye revisar si debe considerarse como actividad independiente de las de distribución y transmisión.</i></p>
<p>5. Habilitar la <u>participación de la demanda y nuevos recursos</u> en el mercado: Spot, confiabilidad, SAEB, Serv. Auxiliares y servicios de red</p> <p>NOTA: Interacción con <b>Foco 3.</b></p>	<p>Corto plazo (2021-2022)</p>	<p>1. Modificar Decreto 1073/15: La CREG ajustará la regulación para permitir a la demanda participar en el mercado spot tanto en condiciones de normalidad como en condiciones críticas, en los servicios auxiliares, en el cargo por confiabilidad, y en las subastas de servicios de red que realice el distribuidor.</p> <p>i. La remuneración que reciba la demanda por la prestación de los servicios deberá ser simétrica a la recibida por los agentes del mercado.</p> <p>ii. Para facilitar la participación de la demanda, la CREG reglamentará la función del agregador de demanda.</p> <p>iii. El MME podrá complementar este lineamiento de política energética, fijar metas, definir la gradualidad de su implementación y hacer análisis de impacto normativo ex post de la regulación adoptada para ajustar la política.</p> <p>iv. La CREG adelantará un análisis de impacto normativo con el fin de identificar la mejor alternativa para lograr este objetivo de política pública.</p>

6. Interconexiones internacionales	Corto plazo (2021-2022)	1. Coordinación MME: Colombia en calidad de Presidente Pro Tempore de SINEA (Sistema de Interconexión Eléctrica Andina), tiene los siguientes retos: <ul style="list-style-type: none"> <li>i. Aprobación de reglamentos de la Decisión CAN 816* y la Decisión CAN para solución de controversias.</li> <li>ii. Poner en operación el Mercado Andino Eléctrico Regional de Corto Plazo</li> </ul>
------------------------------------	-------------------------	---

<b>Seguimiento agendas- intervención activa</b>
<b>Corto plazo (2020-2021)</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Reglamento del mercado mayorista</li> <li>• Mercado de servicios complementarios</li> <li>• Participación de la demanda</li> <li>• Código de redes (planificación) y remuneración de la transmisión</li> <li>• Competencia en expansión STN y STR</li> <li>• Aprobación y promoción de MAEs – Articulación MME y autoridades sector financiero</li> <li>• Alineación de intereses usuario/comercializador: revisión de CU, G y C</li> <li>• Ajustes al Cargo por confiabilidad y regulación subastas</li> </ul>
<b>Mediano Plazo (2022-2025)</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Implementación de todas las reformas previamente mencionadas</li> </ul>

<b>Seguimiento agendas- intervención pasiva</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Seguimiento a los lineamientos ya existentes en materia de procesos de conexión de recursos: revisión de resolución publicado para comentarios con especial énfasis en objetivo y operatividad de la ventanilla única.</li> <li>• Revisión de principio de acceso a la red</li> <li>• Agenda regulatoria CREG: actividad de transmisión regional y código de redes</li> </ul>

## Análisis propuestas específicas foco 1

En el análisis de las propuestas de Foco 1, se identificaron 116 elementos específicos que se agruparon en los siguientes subtemas:

1. Mercado de corto plazo.
2. Mercado de mediano plazo y comercialización.
3. Mercado de suficiencia de largo plazo.
4. Redes y conexiones.
5. Participación de la demanda y otros agentes.
6. Información, supervisión y vigilancia.

Tabla 2. Taxonomía de propuestas del Foco 1

			Recomendación de la MTE
1	1		<b>Mercado corto plazo</b>
1	1	1	Reformas al mercado spot
1	1	2	Mercado Servicios Auxiliares
1	1	3	Precios nodales
1	1	4	Mitigación de poder de mercado local
1	2		<b>Mercado mediano plazo y comercialización</b>
1	2	1	Contratación bilateral
	2	2	Comercialización

1	2	2	Compras a múltiples agentes para único usuario
1	3		<b>Mercado suficiencia (las siguientes son alternativas)</b>
1	3	1	Enfoque 1. Nuevo mecanismo de suficiencia basado en contratos
1	3	2	Enfoque 2 – Reformas al CxC
1	3	3	Enfoque 3 - Reforma del CxC con evaluación de impacto de migrar al esquema contractual
1	4		<b>Redes y conexiones</b>
1	4	1	Procesos de conexión de recursos
1	4	2	Reformas procesos competitivos de expansión de las redes
1	4	3	Criterios de evaluación – planificación de la transmisión
1	4	4	Tipos adicionales de proyectos de expansión
1	4	5	Planificación con base en DERs
1	4	6	Interconexiones internacionales
1	5		<b>Participación de la demanda y otros agentes</b>
1	5	1	Mercado spot
1	5	2	Mercado confiabilidad
1	5	3	SAEB de uso múltiple
1	5	4	Servicios auxiliares
1	6		<b>Información, supervisión y vigilancia – UMM</b>
1	6	1	UMM
1	6	2	Transparencia en la información

Fuente: Elaboración propia

## 1.1. Mercado de corto plazo

Tabla 3. Propuestas sobre el mercado de corto plazo

Mercado de Corto Plazo			
Despacho	Mitigación del poder de mercado	Precios Nodales (LMP)	Servicios auxiliares
1. Mercado (D-1) - Liquidación financiera vinculante	Implementar métodos automatizados de mitigación en las ofertas	Proceso paralelo indicativo que busca:	1. Mecanismos de mercado para regulación de frecuencia y reservas operativas
2. Mercado de ajustes o tiempo real con liquidación financiera vinculante	Implementación de LMPM	1. Familiarización	2. Optimización conjunta de compra centralizada de energía y servicios auxiliares en mercados D-1 y tiempo real
3. Ofertas en tres partes para todos los recursos: arranque, costos de generación mínima y curva de oferta		2. Mercado de referencia para contratos	3. RDA y almacenamiento
4. Componentes oferta adicionales: parámetros operativos, gestión de carga y descarga para almacenamiento		3. Mecanismo de transición	
5. Selección de unidades y despacho económico con restricciones de seguridad con modelo de red completa en cada iteración		4. Identificación y remuneración de congestión	
		5. Cálculo PE	

### 1.1.1. Análisis reformas al mercado de corto plazo

Los expertos de foco 1 manifiestan en consenso que el diseño del mercado de corto plazo, como estado final para el caso colombiano, debe considerar los siguientes elementos:

- Un mercado del día anterior con una (primera) liquidación financiera vinculante.
- Un mercado de ajustes o en tiempo real con una (segunda) liquidación financiera vinculante. Todas las desviaciones horarias del día se vuelven a liquidar a precios del mercado en tiempo real.
- Ofertas de tres partes para todos los recursos de generación, demanda y almacenamiento, que incluyen los costos de arranque, los costos de generación mínima y la curva de oferta de energía.
- Componentes de oferta adicionales para reflejar las características de los recursos según sea necesario para la eficiencia operativa, incluidos los parámetros operativos, las opciones combinatorias para recursos de múltiples etapas y las características únicas de las tecnologías más nuevas, como la gestión de carga y descarga para el almacenamiento de energía.
- Selección de unidades y despacho económico con restricciones de seguridad mediante el uso de un modelo de red completa en cada iteración del mercado.
- Mitigación automática del poder del mercado local en cada mercado.
- Co-optimización de energía y servicios auxiliares basados en ofertas en cada mercado.
- Precios nodales (o precios marginales localizados, LMP por sus siglas en inglés) de energía en cada mercado, con el precio nodal utilizado para liquidar los recursos de oferta y demanda (y posiblemente un precio zonal integrado basado en los precios nodales utilizados para liquidar la demanda inelástica). El precio nodal debe incluir componentes de energía marginal, congestión marginal, y de pérdida marginal.
- Precios de mercado por hora en el mercado diario, con precios por debajo del horario (por ejemplo, 5 minutos) en el mercado en tiempo real.
- Reglas de liquidación que garanticen que ningún recurso que se oferte y se seleccione en los mercados pueda perder dinero por cumplir con las instrucciones de XM.

**Para el caso de la implementación de mercados con precios nodales, haremos un análisis específico en el siguiente numeral de esta sección.**

La agenda regulatoria indicativa de la CREG para el año 2021, publicada para comentarios a través de la Circular 100 de 2020, incluye la presentación definitiva de las reglas de despacho vinculante y mercado intradiario. En este sentido, se espera que algunas de las recomendaciones de la MTE sean abordadas, analizadas e incluidas en los análisis de impacto normativo y estudios de beneficio / costo que se vienen realizando para el diseño definitivo a presentarse en el primer semestre de 2021. Es fundamental que los siguientes aspectos específicos sean considerados dentro de los análisis que el regulador tendrá en cuenta en el diseño:

- Mercados intradiarios vs mercados de tiempo real.
- Mecanismos de mitigación de poder de mercado ex ante.
- Sofisticación de ofertas (tres partes).
- Despacho económico con restricciones e información adicional.
- El diseño de mercados de servicios auxiliares (complementarios) debe estar incluido en esta propuesta de diseño, o al menos introducido. Si el diseño de estos mercados no hiciera parte de lo agregado en la agenda regulatoria indicativa bajo “Despacho vinculante y mercado intradiario”, una propuesta de diseño de estos mercados debería estar incluida de manera paralela en la agenda indicativa regulatoria del año 2021 con una propuesta definitiva antes de finalizado el año 2021.
- El diseño del mercado de corto plazo en estructuración por parte del regulador debe incluir criterios y requisitos técnicos para un mercado de servicios auxiliares cooptimizado con el mercado centralizado.
- El diseño de mercado de corto plazo en estructuración por parte del regulador debe dejar la puerta abierta a participación de nuevos agentes (SAEB, demanda, etc.) en el desarrollo de todas las reformas.

### *1.1.2. Aplicación de criterios a las reformas al mercado de corto plazo*

- **Criterio 1:** Las reformas al mercado de corto plazo están incluidas en la agenda regulatoria indicativa del regulador, con una propuesta definitiva de diseño en el primer semestre de 2021. En ese sentido estas reformas en su diseño estarán estructuradas por completo en el año 2021, una vez finalizado el proceso de consulta, comentarios y eventuales ajustes. Su cronograma de implementación estará incluido dentro de esta regulación definitiva y se espera ejecutado en el mediano plazo.
- **Criterio 2:** Es posible que algunos de los aspectos específicos que los expertos mencionan como necesarios para ser incluidos en el diseño de la reforma al mercado de corto plazo (introducción al numeral 1.1.1 de este documento), no hayan sido abordados aún por el regulador en el trabajo que viene desarrollando en lo que en la agenda regulatoria indicativa para el año 2021 se agrega bajo el título “Despacho vinculante y mercado intradiario”. En ese sentido, se requerirá complementar el análisis en desarrollo con estudios adicionales o complementarios, que deberán abordarse de manera previa a la presentación de

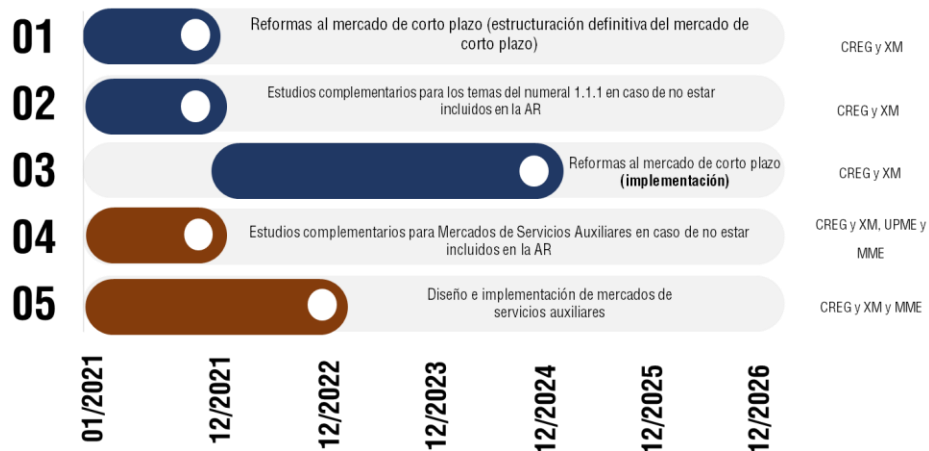
la propuesta regulatoria definitiva. Estos estudios permitirán concluir sobre la conveniencia o no de su implementación. En todo caso, en lo que hace referencia al diseño de los mercados de servicios auxiliares, de no estar ya incluidos en el diseño del despacho vinculante con mercados intradiarios, deberá en el corto plazo contarse con los estudios de diseño de estos mercados que se compatibilice con el nuevo diseño del mercado de corto plazo, analizándose lo que en este sentido proponen los expertos del foco 1 de la MTE.

- **Criterio 3:** El diseño e implementación de mercados de servicios auxiliares necesita del previo diseño de las reformas al mercado de corto plazo. O bien debe ser incluido dentro de lo que la Comisión en su agenda regulatoria indicativa establece como “despacho vinculante y mercados intradiarios” o deben establecerse explícitamente los tiempos para el diseño de estos mercados en la agenda regulatoria de corto plazo (hasta dos años).
- **Criterio 4 - Elementos habilitadores:** Regulación CREG prevista para el año 2021.
- **Criterio 5:** La implementación de las reformas al mercado de corto plazo es consistente con la política pública y su diseño y entrada en operación se esperan en el corto plazo.

### 1.1.3. Hoja de ruta para las reformas al mercado de corto plazo

Tabla 4. Hoja de ruta - Propuestas sobre el mercado de corto plazo

Mercado de Corto Plazo	Fecha de inicio	Fecha final
Reformas al mercado de corto plazo (estructuración definitiva del mercado de corto plazo)	1/01/2021	31/12/2021
Reformas al mercado de corto plazo (implementación)	1/01/2022	31/12/2024
Estudios complementarios para los temas del numeral 1.1.1 en caso de no estar incluidos en la AR	1/01/2021	31/12/2021
Estudios complementarios para Mercados de Servicios Auxiliares en caso de no estar incluidos en la AR	1/01/2021	31/12/2021
Diseño e implementación de mercados de servicios auxiliares	1/01/2021	31/12/2022



## 1.2. Precios Nodales

### *1.2.1. Análisis específico para implementación de mercados con precios nodales*

Como se mencionó en el numeral 1.1.1 de este documento, existe consenso entre los expertos integrantes del Foco 1 respecto a que el estado final del diseño del mercado de corto plazo debe incluir precios nodales de energía, en mercados diferenciados, con el precio nodal utilizado para liquidar los recursos de oferta y demanda en cada mercado, y un precio zonal integrado basado en los precios nodales utilizados para liquidar la demanda inelástica. El precio nodal debe incluir componentes de energía marginal, congestión marginal, y de pérdida marginal.

Sin embargo, los expertos manifiestan dos aproximaciones diferentes respecto a los prerequisites y tiempos de implementación de reformas que lleven a este estado final.

- Reformas aceleradas: implicaría el reenfoque de las reformas al diseño de mercado que el regulador viene analizando y cuya propuesta definitiva se espera para el primer semestre de 2021. Se llegaría a una implementación de precios nodales en un tiempo sustancialmente inferior, cuya entrada en operación sería anterior a la puesta en marcha de mercados intradiarios. Así mismo, la introducción acelerada de precios nodales tendría efectos importantes en aspectos del mercado tales como los contratos, las tarifas, la remuneración del cargo por confiabilidad, entre otros. Los expertos que favorecen esta aproximación, manifiestan que la experiencia internacional demuestra que, a pesar de tratarse de un cambio radical del modelo de mercado, es viable una implementación en un plazo de dos a tres años. Adicionalmente argumentan que decidirse por abordar estas reformas de manera decidida y en el corto/mediano plazo podría generar eficiencias y evitar sobrecostos producto de abordar las reformas por fases. Si en efecto, se considera que un mercado de precios nodales provee mayor transparencia, eficiencia en la formación de precios y facilita la introducción de nuevas tecnologías, la reforma acelerada adelantaría la materialización de estos beneficios.
- Reforma por fases: supone una transición, de al menos cinco años, buscando garantizar un cambio de modelo donde se conserve la estabilidad y simplicidad de precios y se faciliten así mismo los ajustes progresivos necesarios a los mercados de contratos y de suficiencia. Se introduce en primera instancia la mitigación del poder de mercado local automatizado en el mercado diario, y los mercados intradiarios y de balance en tiempo real.

Como resultado de los análisis realizados, los comentarios recibidos de la industria y los talleres que se llevaron a cabo durante este periodo de construcción de la hoja de ruta de la MTE, se consideran necesario contar con mayores elementos de análisis que permitan evidenciar que aquellos beneficios que en consenso se perciben de la implementación de mercados con precios nodales en otros mercados son de hecho resultados replicables en el caso colombiano. Si bien se han realizado diversos estudios sobre la temática en el mercado colombiano, no se cuenta a la fecha con diseños específicos o evidencia material y numérica que, de manera concluyente, favorezca la

implementación acelerada de la reforma. Adicionalmente, de acuerdo con lo manifestado por las entidades en los talleres realizados sobre esta temática, los diseños de las reformas a los mercados de corto plazo en estudio consideraron una eventual introducción futura de precios nodales y no van en contravía de esa posibilidad.

### *1.2.2. Aplicación de criterios a la implementación de mercado con precios nodales*

- **Criterio 1:** la implementación de precios nodales no hace parte de la agenda normativa o regulatoria institucional a la fecha.
- **Criterio 2:** si bien existen estudios sobre la materia, EY – Enersinc, DNP (Carlos Batlle), Uniandes (Alejandro Piñeros), que favorecen la implementación de la reforma, se requiere profundizar en el análisis, a través del diseño específico para el caso colombiano de un modelo de precios multinodal (LMP) y corrida de dicho diseño que permita evidenciar, a manera de análisis beneficio / costo, la efectividad de la implementación del diseño y los beneficios materiales de esa implementación.

Con ese propósito y como resultado de los talleres realizados, se propone que el Operador del Mercado, XM, esté a cargo de este ejercicio. En conversaciones sostenidas en el marco de este trabajo, XM propone la hoja de ruta que se detallará más adelante. Se considera oportuno que tanto el diseño planteado por XM, como las herramientas para realizarlo, y la revisión y análisis de los resultados, sean discutidos de manera permanente con el regulador, los agentes del mercado, el Ministerio de Minas y Energía, la UPME, el CNO, el CAC, representantes de la demanda y demás interesados. De manera que se sugiere la integración de un comité de seguimiento al proceso que revisará los avances del cronograma propuesto y periódicamente discutirá los resultados obtenidos.

- **Criterio 3:** las reformas en curso al mercado de corto plazo deben considerar en su diseño la posibilidad de una futura implementación de mercados con precios nodales en Colombia. De acuerdo con lo manifestado por las entidades participantes en la Secretaría Técnica de la Misión, los estudios que sirven de base para el diseño de mercados intradiarios con despacho vinculante, contemplan esta posibilidad y la implementación de dicho diseño no va en contravía de una futura introducción de precios nodales. En ese sentido, si bien no se considera apropiado abandonar las reformas en curso, el nuevo diseño debe ser compatible con, o al menos, no obstruir una futura implementación de precios nodales.
- **Criterio 4 - Elementos habilitadores:** como se mencionó anteriormente, la implementación de precios nodales no hace parte de la agenda institucional. La alternativa propuesta, que incluye el diseño y corrida paralela a cargo del Operador del Mercado, debe ser acompañada de un lineamiento de política pública donde se establezca el horizonte de implementación en caso de que los análisis realizados evidencien la viabilidad y conveniencia de migrar a un nuevo



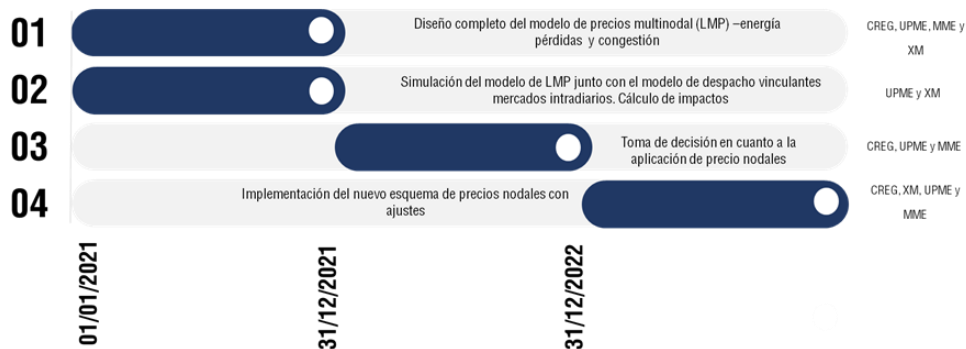
modelo de mercado. Este lineamiento debe ser expedido por parte del Ministerio de Minas y Energía a través de Decreto o Resolución.

- **Criterio 5:** el diseño y corridas paralelas son elementos necesarios para la futura definición de señales de política y ajustes al marco regulatorio que permitan la introducción de precios nodales en el mercado colombiano. En el corto plazo se espera el diseño y el inicio de las corridas en paralelo. A mediano y largo plazo la implementación, si el ejercicio previo arroja resultados favorables, en cuyo caso se espera la emisión de lineamientos de política acompañados del ajuste regulatorio pertinente.

### 1.2.3. Hoja de ruta para las propuestas de precios nodales

Tabla 5. Hoja de ruta - Propuestas sobre precios nodales

Mercado de Corto Plazo	Fecha de inicio	Fecha final
Diseño completo del modelo de precios multinodal (LMP) -energía pérdidas y congestión	1/01/2021	31/12/2021
Simulación del modelo de LMP junto con el modelo de despacho vinculante y mercados intradiarios. Cálculo de impactos	1/01/2021	31/12/2021
Toma de decisión en cuanto a la aplicación de precio nodales	1/01/2022	31/12/2022
Implementación del nuevo esquema de precios nodales con ajustes	1/01/2023	N/A



**Nota:** Según conversaciones sostenidas con XM, se estima necesario un periodo de ocho meses para diseñar y simular escenarios incorporando el esquema de precios nodales a los modelos de despacho vinculante co-optimizado con servicios complementarios. El cronograma propuesto por XM se adjunta a este documento.

### 1.3. Mercado de mediano plazo y comercialización

Tabla 6. Propuestas sobre el mercado de mediano plazo y comercialización

Mediano plazo – contratos y comercialización de energía	
Contratos	Comercialización
1. Incentivar a los participantes a crear mercados	1. Alineación de incentivos usuario/comercializador – eliminar transferencia de precios de compras spot, transferir promedio de contratos de corto plazo
2. Límite a % de transferencia de costos de riesgo de contraparte	2. Contratos marco
3. Exigir a mecanismos MAE definir estándares mínimos en esquema de garantía. Ej. Modelos de riesgo con mínimo intervalo de confianza	3. Demanda no regulada con tantos comercializadores como desee
4. Reporte a CREG de contratos con partes vinculadas	
5. Supervisión SSPD precios de contratos, en especial con partes vinculadas	

Fuente: Elaboración propia

#### 1.3.1. Análisis para reformas al mercado de contratos y comercialización

##### Contratos

- El análisis y recomendaciones de los expertos en Foco 1 se realizaron previo a la publicación de la Resolución 130 de 2019. En este sentido, las preocupaciones expresadas respecto a las ventajas competitivas de agentes integrados verticalmente, así como las limitantes a la liquidez del mercado por la venta de generadores a comercializadores integrados, se entienden abordadas en el marco regulatorio. La mencionada resolución en su capítulo IV establece reglas específicas de comportamiento para agentes integrados verticalmente. Así mismo estableció un límite de 10% a las compras de energía de comercializadores a generadores con los que se encuentran integrados verticalmente.
- Respecto a la publicación de información, la Resolución 130 de 2019 aborda esta problemática, para el caso de convocatorias del mercado regulado, mediante la creación del Sistema Centralizado de Información, SICEP. Así mismo, se espera la implementación del Sistema de información del Mercado de Energía Mayorista, SIMEM, iniciativa en comentarios a través de la Resolución CREG 188 de 2019. Por último, dentro de los requisitos para los mecanismos de comercialización en el marco de la Resolución CREG 114 de 2018, se encuentran previstos estándares mínimos de publicación de información y dado que los mecanismos hasta ahora en análisis son promovidos por entidades

vigiladas por la Superintendencia Financiera de Colombia, y en su calidad de proveedores de infraestructuras transaccionales, dentro de los reglamentos aprobados por dicha entidad se incluyen los requerimientos de administración y publicación de información establecidos dentro de la regulación aplicable a este tipo de entidades.

- La regulación, a través de la Resolución CREG 114 de 2018, incentiva, como sugieren los expertos del Foco 1, a que se creen y organicen mecanismos de comercialización, que, bajo ciertos criterios y principios, fomenten la estandarización, profundización y eficiencia en la formación de precios. Las preocupaciones respecto a la administración de riesgo de contraparte, son superadas, al menos en los mecanismos a la fecha en consideración por parte de la CREG, al contar con esquemas de administración de riesgo, en uno de los casos con la participación de una cámara de riesgo de contraparte, y en el otro, bajo una administración centralizada de las garantías de participación y cumplimiento y un esquema de compensación y liquidación que busca mitigar estos riesgos.
- Las propuestas de transferencias de costos de garantías a los usuarios deben ser consideradas por la Comisión en las revisiones del costo unitario y del componente de comercialización, anunciada en la agenda regulatoria indicativa de 2021. Las bases regulatorias para esta revisión incluyeron en su momento el traslado del costo financiero de las garantías, sin embargo, se considera oportuno analizar la propuesta de los expertos del Foco 1, respecto a establecer unos niveles de confianza por encima de los cuales se limita el traslado de este costo al usuario final.

**Nota:** para el consultor es importante manifestar que ha participado en calidad de asesor en el diseño de uno de los mecanismos en evaluación en el marco de la Resolución CREG 114 de 2018. Sin embargo, considera que las recomendaciones y análisis realizados no favorecen uno u otro mecanismo y van en línea con las recomendaciones realizadas por los expertos del Foco 1 de la MTE.

### *Comercialización*

- La propuesta que hace referencia a evitar el traslado a la tarifa del 100% de las compras en spot al usuario final, y utilizar en su defecto un promedio del precio del mercado de contratos en periodos específicos, si bien se basa en la lógica de incentivar mayores niveles de contratación, no considera la gestión de riesgo de mercado de los agentes. El incentivo natural de los agentes a la contratación proviene, entre otros aspectos, de la preferencia a la cobertura mediante contratos bilaterales versus las compras en bolsa en esencia por razones de tipo financiero (de flujo de caja). El requerimiento de liquidez para garantizar las compras en bolsa, en la mayoría de casos, es sustancialmente superior al requerimiento de garantías requeridas en el mercado bilateral. En este sentido, una sobreexposición de un agente comercializador al mercado spot implica el uso ineficiente de su capital de trabajo, situación que no se replica en el mercado bilateral de contratos.

Por lo anterior, asumir que los incentivos de comercializadores y usuarios regulados están desalineados, sobre la base de una preferencia del primero al mercado spot no es del todo preciso. Adicionalmente, mayores niveles de contratación no necesariamente provienen de una mejor estructuración de un portafolio de compra de energía o una apropiada gestión del riesgo de mercado. Dadas las particularidades de la curva de demanda a atender, que es variable en el tiempo y puede en la vigencia del portafolio de contratación modificarse (una contratación del 100% de la demanda hoy, puede representar una cobertura del 110% o del 90% mañana), se requerirá siempre algún nivel de subcontratación (compras en spot) para gestionar este riesgo. Ahora bien, es posible que los intereses de usuarios y comercializadores no se encuentren alineados como resultado de las reglas de traslado a la tarifa existentes en la regulación. En este sentido, es posible que un comercializador que no está en capacidad de contratar en o por debajo de la media de contratos, prefiera no contratar a asumir una eventual pérdida operativa. En este sentido, la promoción de mecanismos como los previstos en la Resolución CREG 114 de 2018 facilita esta gestión, dado que los precios resultantes de las transacciones en estos mecanismos competitivos tendrán unas reglas de traslado a la tarifa diferentes a las establecidas para el caso de convocatorias públicas. Siendo plataformas de negociación anónimas, con multiplicidad de compradores y vendedores, sobre la base de una formación eficiente de precios, las reglas de traslado a la tarifa del usuario final deberán favorecer, facilitar y promover la contratación como alternativa eficiente a las compras en el mercado spot.

- Respecto a la propuesta de habilitar la negociación directa de usuarios no regulados directamente con generadores, en la práctica, esta posibilidad ya existe. Los generadores son hoy en día representantes comerciales de usuarios no regulados. Sin embargo, sí se considera necesario habilitar la posibilidad de que un usuario no regulado pueda estructurar un portafolio de compras de energía, con diferentes proveedores, sin que eso implique ser representado comercialmente por varios comercializadores. Es decir, el usuario no regulado debería estar habilitado para escoger sus proveedores de cobertura, independiente a la selección de su comercializador representante ante el mercado mayorista. El usuario no regulado podría optar por contratar directamente en las diferentes alternativas disponibles en el mercado mayorista (contratación bilateral, mecanismos de la Resolución CREG 114 de 2018) de acuerdo con su criterio y aversión al riesgo, y seleccionar un comercializador que, en su calidad de representante comercial, estará encargado del registro de dichos contratos y las demás actividades propias de su actividad tradicional.

### *1.3.2. Aplicación de criterios a la implementación reformas a mercados de contratos*

- **Criterio 1:** las propuestas y recomendaciones se consideran incluidas en el marco regulatorio. Es fundamental agilizar la puesta en operación de los

mecanismos en estudio en el marco de la Resolución 114 de 2018. La agenda regulatoria indicativa de la CREG para el año 2021 incluye la revisión de los mecanismos en el primer semestre de 2021. A pesar de no estar explícitamente en el proyecto de agenda regulatoria, se considera fundamental la publicación definitiva y entrada en operación del Sistema de Información del Mercado de Energía Mayorista, SIMEM.

- **Criterio 2:** no se requiere de estudios o análisis adicionales para la implementación de las recomendaciones.
- **Criterio 3:** la implementación de las recomendaciones no requiere de validación adicional o de la entrada en ejecución de otras iniciativas normativas.
- **Criterio 4 - Elementos habilitadores:** regulación CREG prevista para el año 2021.
- **Criterio 5:** la implementación de las reformas al mercado de contratos es consistente con la política pública y su diseño y entrada en operación se esperan en el corto plazo.

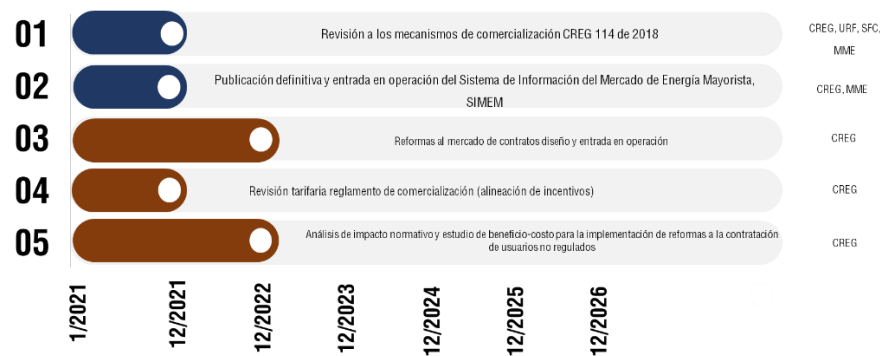
### *1.3.3. Aplicación de criterios a la implementación reformas a la comercialización*

- **Criterio 1:** las propuestas no están consideradas en la agenda normativa y regulatoria de corto plazo. Se considera oportuno incluir su análisis dentro de la revisión que el regulador anuncia en el proyecto de agenda regulatoria para el año 2021 del reglamento de comercialización.
- **Criterio 2:** se requiere análisis de impacto normativo y estudio de beneficio / costo de implementar reformas para habilitar la contratación directa de usuarios no regulados en el mercado mayorista sin que esto implique ser representado por varios comercializadores en una misma frontera comercial. El análisis de oportunidad de la implementación de esta recomendación puede hacer parte de la revisión que el regulador anuncia al reglamento de comercialización en la agenda regulatoria indicativa del año 2021.
- **Criterio 3:** la implementación de las recomendaciones no requiere de validación adicional o de la entrada en ejecución de otras iniciativas normativas.
- **Criterio 4- Elementos habilitadores:** como se discutirá en los análisis y recomendaciones en las propuestas de Foco 3, se considera necesario introducir este aspecto en lineamientos de política para fomento de participación de la demanda en el mercado mayorista y minorista. Este lineamiento podrá expedirse a través de Decreto o Resolución del Ministerio de Minas y Energía.
- **Criterio 5:** la implementación de las reformas al mercado de contratos es consistente con la política pública y su diseño y entrada en operación se esperan en el corto plazo

### 1.3.4. Hoja de ruta para las propuestas de mediano plazo y comercialización

Tabla 7. Hoja de ruta - Propuestas de Mediano plazo y comercialización

Mercado de Mediano Plazo y Comercialización	Fecha de inicio	Fecha final
Revisión a los mecanismos de comercialización CREG 114 de 2018	1/01/2021	1/06/2021
Publicación definitiva y entrada en operación del Sistema de Información del Mercado de Energía Mayorista, SIMEM	1/01/2021	31/12/2021
Reformas al mercado de contratos diseño y entrada en operación	1/01/2021	31/12/2022
Revisión tarifaria reglamento de comercialización (alineación de incentivos)	1/01/2021	31/12/2021
Análisis de impacto normativo y estudio de beneficio-costos para la implementación de reformas a la contratación de usuarios no regulados	1/01/2021	31/12/2022



### 1.4. Reformas al mecanismo de suficiencia

Tabla 8. Propuestas sobre reformas al mecanismo de suficiencia

Mercado de Largo Plazo / Suficiencia		
Enfoque 1	Enfoque 2	Enfoque 3
Contratación de energía estandarizado	Mantener CxC con ajustes	Reformas al CxC con transición gradual a mercado de contratos estandarizados
1. Diseño de mercado (Wolak 2019)	1. Productos estacionales	
2. Contratos de largo plazo estandarizados precio y cantidad fija ajustados a la demanda horaria vía subastas	2. Tres productos:	
3. Horizonte de planeación de al menos 3 años	2.1 Energía firme nueva capacidad (igual a hoy)	

4. Subastas periódicas con frecuencias trimestral, semestral, anual	2.2 Energía firme plantas existentes con factores de capacidad menores a 20% sin asignaciones
5. Obligatorias para usuarios regulados y no regulados (se sugiere alternativa a la obligatoriedad)	2.3 Otras plantas existentes
6. Porcentajes de contratación definidos por CREG	3. Periodo de planeación de tres años
	4. Subasta energía firme plantas existentes con precio máximo igual al cierre de la última subasta
	5. Objetivo de demanda para los tres productos definido por UPME

Fuente: Elaboración propia.

### 1.4.1. Análisis reformas al mecanismo de suficiencia

Los expertos de Foco 1 de la MTE, en el entendido de que dadas las particularidades del sistema eléctrico colombiano y sus vulnerabilidades es necesario contar con un mecanismo de suficiencia de largo plazo, analizan tres posibles alternativas para definir el producto que garantice la confiabilidad a futuro, en un entorno con mayor penetración de recursos variables, una demanda activa y un fuerte componente de digitalización. Las tres alternativas propuestas son:

1. Nuevo esquema de contratación de energía estandarizada a largo plazo.
2. Ajustes al mecanismo de cargo por confiabilidad eliminando defectos detectados en la evolución y operatividad del mismo.
3. Transición gradual hacia un enfoque de contratación de largo plazo, que incluiría el diseño final detallado del nuevo instrumento de suficiencia, empezando por hacer reformas al mecanismo actual.

Los expertos manifiestan consenso respecto a recomendar la tercera alternativa, y sugieren aspectos específicos del diseño de un nuevo mecanismo de contratación estandarizada a largo plazo, tales como, producto estándar, cálculo de energía firme, tipo de subasta, recurrencia, obligatoriedad por parte de la demanda (con alternativas), penalidades, esquemas de gestión de riesgo, etc., sobre la base del diseño elaborado por Frank Wolak en 2019.

Por otra parte, respecto a las modificaciones al cargo por confiabilidad, se sugiere contar con tres mecanismos de asignación de Obligaciones de Energía Firme (OEF): uno para plantas nuevas o en construcción, otro para plantas existentes con factores de capacidad promedio anuales inferiores al 20% sin OEF asignadas en proceso previos, y finalmente, uno para asignación de OEF para plantas existentes. Así mismo, se sugiere la creación de productos estacionales, reconociendo el aporte diferenciado de cada recurso acorde a la temporada del año en que se realizaría la entrega de las OEFs.

Como resultado del análisis del consultor, las sesiones realizadas sobre esta temática a lo largo de este trabajo, los comentarios recibidos por de parte de la industria, y en

línea con las recomendaciones de los expertos del Foco 1, se considera abordar un enfoque transicional, que incluye el estudio de reformas al mecanismo de cargo por confiabilidad vigente, a diseñarse e implementarse en el corto plazo, acompañadas de la promoción de la liquidez del mercado de contratos a través de la implementación de los mecanismos de contratación a plazo promovidos en el marco de la Resolución CREG 114 de 2018.

En opinión del consultor, aun teniendo en consideración los diseños sugeridos para el mecanismo de contratos de largo plazo por Frank Wolak, se considera que la transición a un mercado de contratos se dará como una evolución natural del mercado, evidentemente en el entendido de que se contará con liquidez, profundidad y eficiencia en la formación de precios con la entrada en operación de los mecanismos de contratación antes mencionados.

Para que esta evolución del mercado de contratos redunde en costos eficientes a remunerar por la confiabilidad, es fundamental que la planeación del sector tenga en consideración la confiabilidad que aportan nuevos recursos que se apalancan mediante contratos de largo plazo, pero que no necesariamente cuentan o querrán contar con asignaciones de OEF en el mecanismo de cargo por confiabilidad. Es decir, los criterios de planeación (como se abordará más adelante en este documento), las proyecciones de crecimiento de la demanda, las proyecciones de requerimientos de energía en firme, deben considerar la confiabilidad que recursos energéticos variables, a gran escala y distribuidos, aportan al sistema.

En este sentido, si buena parte de la expansión de la generación provendrá de recursos variables, cuya viabilidad financiera viene apalancada en la venta de contratos de largo plazo, estos aportarán considerablemente a la confiabilidad del sistema aun sin ser adjudicados OEFs a través de los mecanismos de asignación del cargo por confiabilidad. La confiabilidad que aporten estos recursos, si es apropiadamente descontada de los requerimientos de energía firme futuros, de la mano de los ajustes a los mecanismos de asignación del cargo por confiabilidad, implicará mayor competencia en estos mecanismos de asignación por una demanda objetivo inferior, traduciéndose en asignaciones que reflejan esta competencia, no sobrestiman los requerimientos de energía firme que se traducen en sobre costos para la demanda y arrojarán en los diferentes procesos competitivos para la asignación de energía firme costos eficientes a ser reconocidos por el usuario final por concepto de confiabilidad.

Respecto a los cambios sugeridos al mecanismo de cargo por confiabilidad, es importante que en la evaluación que actualmente realiza el regulador, y que está anunciada en la agenda regulatoria indicativa en comentarios bajo los títulos “revisión de la regulación del proceso de subastas” y “ajustes a las metodologías de ENFICC y asignación de OEF” se consideren las propuestas presentadas por los expertos del foco 1 de la MTE:

- Mecanismos de asignación diferenciados para plantas existentes y nuevas.
- ENFICC y asignaciones estacionales.
- Participación directa de la demanda.
- Participación de plantas menores.



### 1.4.2. Aplicación de criterios a la implementación reformas a mecanismo de suficiencia

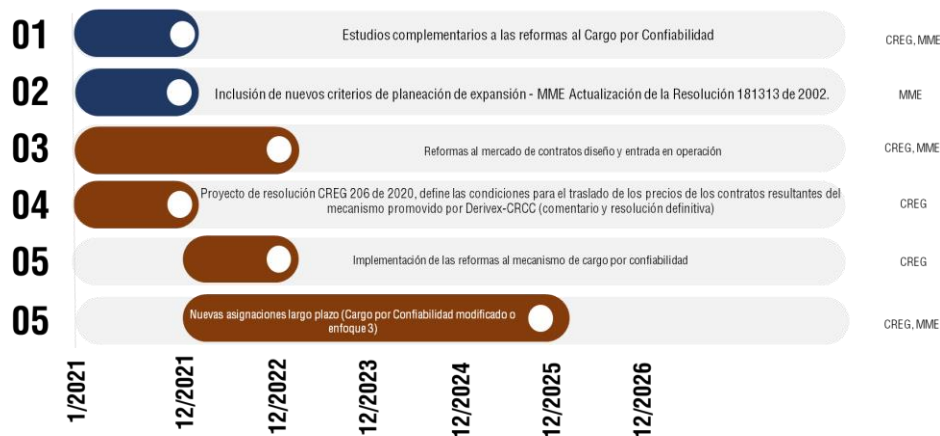
- **Criterio 1:** las reformas al cargo por confiabilidad están incluidas en la agenda regulatoria indicativa publicada para comentarios por el regulador bajo los títulos “revisión de la regulación del proceso de subastas” y “ajustes a las metodologías de ENFICC y asignación de OEF”. Por otra parte, la revisión de mecanismos de contratación en el marco de la Resolución CREG 114 de 2018 así mismo se consideran en la agenda indicativa bajo el título “mecanismos de comercialización Res. 114/18”.
- **Criterio 2:** Es posible que algunos de los aspectos específicos que los expertos mencionan como necesarios para ser incluidos en el diseño de la reforma al mecanismo de cargo por confiabilidad no hayan sido abordados aún por el regulador en el trabajo que viene desarrollando. En ese sentido, se requerirá complementar el análisis en desarrollo con estudios adicionales o complementarios, que deberán abordarse de manera previa a la presentación de la propuesta regulatoria definitiva. Estos estudios permitirán concluir sobre la conveniencia o no de su implementación.
- **Criterio 3:** la implementación de las recomendaciones no requiere de validación adicional o de la entrada en ejecución de otras iniciativas normativas.
- **Criterio 4- Elementos habilitadores:** regulación CREG prevista para el año 2021. Lineamiento de política por parte del Ministerio de Minas y Energía para inclusión de nuevos criterios de planeación de expansión, a través de la actualización de la Resolución 181313 de 2002.
- **Criterio 5:** la implementación de las reformas al mecanismo de cargo por confiabilidad y la implementación de mecanismos de contratación es consistente con la política pública, en específico con la promoción de nuevas fuentes de generación con FNCER. En la medida que los mecanismos de contratación se implementen y traigan liquidez, profundidad y formación eficiente de precios, se considera que no serán necesarias en el futuro nuevas subastas de contratos de largo plazo promovidas directamente por el gobierno.

### 1.4.3. Hoja de ruta para las propuestas reformas a mecanismo de suficiencia

Tabla 9. Hoja de ruta - Propuestas sobre suficiencia

Mercado de Suficiencia	Fecha de inicio	Fecha final
Estudios complementarios a las reformas al Cargo por Confiabilidad	1/01/2021	31/12/2021
Inclusión de nuevos criterios de planeación de expansión - MME Actualización de la Resolución 181313 de 2002.	1/01/2021	31/12/2021
Revisión de traslado a la tarifa de mecanismos Res. CREG 14 de 2018. (Proyecto de resolución CREG 206 de 2020, traslado de los precios de los contratos mecanismo promovido por Derivex-CRCC)	1/01/2021	1/06/2021

Implementación de las reformas al mecanismo de cargo por confiabilidad	1/01/2022	31/12/2022
Nuevas asignaciones largo plazo (Cargo por Confiabilidad modificado o enfoque3)	1/01/2023	31/12/2025



## 1.5. Redes y conexiones

Tabla 10. Propuestas sobre redes y conexiones

Redes y Conexiones		
Procesos de conexión de recursos	Competencia en expansión STR	Criterios evaluación planificación de la transmisión
1. Permitir a proyectos menores 20MW compartir punto de conexión sin ser despachados centralmente	1. Realizar expansión a nivel de STR igual que STN	1. Incluir alternativas de expansión que consideren almacenamiento, RDA, GD y demás cambios tecnológicos
2. Ventana única UPME para proyectos mayores a 5MW	2. OR participa en convocatoria obligatoriamente	2. Criterio N-1 revisado para evitar sobrecostos y barreras de entrada
3. Plazo de 10 días hábiles para publicación TDR para estudio de conexión con bases de datos e información necesaria	3. Transportadores de STN pueden participar	3. UPME Y OR evalúan proyectos FNCER y refuerzos de red aplicando Res. CREG 44 de 2013
4. Seis (6) meses para presentación estudios de conexión parte interesada	4. OR conservan planeación de su red con actualización a UPME semestral. UPME 4 meses para aprobación plan de expansión	4. Incluir DAA
5. Cuatro (4) meses a UPME para concepto, identificar si requiere garantías y plazo máximo para constitución	5. Surtido ese plazo UPME realiza convocatorias en 6 meses	
6. Prioridad por fecha de envío de estudio y holgura máxima de un año para puesta en servicio	6. Modificar el CAPT con expertos técnicos independientes	
7. Validez concepto de 12 meses		
8. UPME a través de web mantendrá información actualizada del proceso		

Fuente: Elaboración propia

### 1.5.1. Análisis reformas Redes y Conexiones

Se realizan las siguientes consideraciones a las propuestas:

- Procesos de conexión: los expertos de Foco 1 hacen un diagnóstico detallado de diferentes problemáticas presentes en los procesos de asignación de puntos de conexión. Es clara la necesidad de actualizar la regulación (Resolución CREG 106 de 2006) en un contexto de mercado que implica una avalancha de solicitudes de conexión de proyectos, lo que a su vez ha evidenciado problemas relativos entre otros a congestión de capacidad de conexión, posiciones especulativas en la cola de solicitudes, demoras en la firma de contratos de conexión que sobrepasan por mucho los tiempos establecidos en la mencionada regulación, constitución de garantías de conexión y de usuario, demoras en los análisis de estudios de conexión y en la emisión concepto de viabilidad (o no) de la conexión, procedimientos a seguir en caso de que una conexión sea viable únicamente mediante obras de expansión, información sobre disponibilidad de la redes, etc.

Los expertos de Foco 1 proponen una reestructuración total del procedimiento de conexión en donde la UPME, fortalecida en sus capacidades técnicas, centralizaría las solicitudes de conexión a través de una ventanilla única de recepción, y así mismo asume directamente la responsabilidad de análisis y respuesta a la solicitud, consultando si lo considera necesario al dueño de la red sobre aspectos específicos de la solicitud en revisión. En esencia, la propuesta deja en cabeza de UPME la asignación de los puntos de conexión, dejando de lado la participación que la regulación actual da al propietario de la red en el análisis de los estudios de conexión presentados por el interesado y su concepto de viabilidad.

Posterior a la publicación de las recomendaciones de la MTE, el Ministerio de Minas y Energía emitió la Resolución 40311 de 2020 que establece lineamientos de política que aplicarán para la asignación de puntos de conexión para proyectos de generación y autogeneración con capacidad instalada mayor a 1 MW. En esta se da instrucciones a la UPME y la CREG para la implementación de estos nuevos lineamientos cuyos objetivos son:

- a. Cumplir con las necesidades de expansión de la matriz de generación.
- b. Hacer uso adecuado y eficiente de la disponibilidad de las redes.
- c. Liberar la capacidad de transporte de energía no utilizada.
- d. Hacer eficientes, efectivos y unificados todos los procesos y procedimientos requeridos.

Será responsabilidad del regulador establecer criterios y procedimientos de asignación que tendrán una aplicación unificada y de carácter vinculante. El incumplimiento de plazos por parte de desarrolladores implicará la pérdida de la capacidad asignada y en caso del operador de red dará lugar a sanciones. La CREG así mismo establecerá las reglas para permitir el aplazamiento de la fecha de entrada en operación de los proyectos, condiciones para la cesión de capacidad asignada, la creación y funcionamiento de la ventanilla única, situaciones que resulten en la pérdida del derecho de acceso, criterios para la presentación de

garantías, entre otros. En este sentido, buena parte de las recomendaciones de los expertos de Foco 1 son acogidas y estarán regladas en el corto plazo.

- Competencia en STR: la propuesta de la MTE en este sentido se fundamenta en fomentar la competencia en la expansión de los Sistemas de Transmisión Regional, replicando el modelo de convocatorias actual del Sistema de Transmisión Nacional. Toda expansión en estos niveles de tensión se haría entonces a través de convocatorias, con la participación obligatoria de los Operadores de Red y permitiendo adicionalmente la participación en las mismas de empresas transportadoras. Lo anterior implicaría un fortalecimiento técnico y de recurso humano por parte de la UPME.

En las reuniones con las entidades pertenecientes a la Secretaría Técnica de la MTE, la CREG manifestó que está adelantando un análisis integral a la actividad de transmisión regional, incluso revisando si debe considerarse una actividad independiente de las de distribución y transmisión. Este análisis integral se está llevando a cabo y la agenda regulatoria indicativa, en comentarios, así lo presenta para el año 2021 bajo los títulos: “Código de redes” y “Convocatorias para expansión de STR y STN”. Se espera que esta revisión integral incluya los aspectos tratados en la MTE y las propuestas presentadas y explicadas anteriormente.

- Criterios de evaluación planeación: la MTE propone que sean revisados los criterios de planeación de expansión de la transmisión utilizando el criterio de minimizar el máximo arrepentimiento cumpliendo con los criterios de suficiencia y seguridad. Se plantea complementar las alternativas de expansión con soluciones de almacenamiento, participación activa de la demanda, generación distribuida y demás alternativas que surjan de la mano de la evolución tecnológica. Esta recomendación va en línea con el análisis realizado anteriormente en este documento, sobre la compatibilización del mecanismo de cargo por confiabilidad con la energía proveniente de proyectos apalancados mediante contratos de largo plazo, donde se sugirió también incluir en la planeación de proyecciones de demanda y requerimientos de energía firme esta consideración.

En general, tanto en la planeación de la expansión de la transmisión como de la generación, deben incluirse nuevos criterios que complementen los utilizados actualmente. El criterio N-1 debe ser complementado con la aplicación de criterios probabilísticos en línea con el código de planeamiento. Es importante mencionar que una de las principales conclusiones de las reuniones realizadas con las entidades de la Secretaría Técnica de la MTE es la necesidad de contar con lineamientos de política para la inclusión en la planeación de criterios de flexibilidad y resiliencia.

- Tipos adicionales de proyectos: la MTE propone la inclusión de nuevos proyectos de expansión como: extensiones de capacidad de transmisión, proyectos a riesgo y conexiones profundas. Realizado el análisis de las propuestas y como resultado de los comentarios de la industria y las reuniones con las entidades de la Secretaría Técnica, se entiende por una parte que reglas para proyectos como conexiones

profundas ya están contempladas en la regulación, aunque no se ha hecho uso de ella por parte de los eventuales interesados. Sin embargo, el regulador manifiesta que estas alternativas serán estudiadas como parte de la revisión del código de redes y de la remuneración de la actividad de transporte que se anuncia, en la agenda indicativa en comentarios para el año 2021 bajo los títulos: “Código de redes” y “metodología de remuneración”.

- Respecto a las propuestas sobre conexiones internacionales, en su gran mayoría estas vienen siendo tratadas en el marco del Sistema de Interconexión Eléctrica Andina, (SINEA), cuya coordinación pro tempore fue asumida por Colombia en el año 2020. La nueva Hoja de Ruta, 2020-2030 se centra principalmente en la entrada en vigencia de la normativa eléctrica andina, la concreción de los proyectos de infraestructura de interconexión y la realización de estudios para avanzar en la conformación del Mercado Andino Eléctrico Regional (MAER). Los resultados esperados de la implementación de esta hoja de ruta 2020-2030 son:
  - Normativa regional e interna de los países del SINEA para habilitar los intercambios.
  - Acuerdos bilaterales que determinarán la infraestructura de transmisión; y que permitirán, a los países del SINEA, efectuar las acciones para la realización de los estudios y de las actividades subsecuentes para la implementación de dichos acuerdos.
  - Estudios específicos para avanzar en la implementación del MAERCP.
  - Evaluación y construcción de nuevas líneas de interconexión que permitan el intercambio entre los países del SINEA.
  - Intercambios de electricidad, entre países del SINEA, en el marco del MAER de manera bilateral y multilateral.
  - Interacción entre el MAER y otros mercados establecidos en el Cono Sur, Centroamérica y otros.
  - Estudios para evaluar nuevas interconexiones del MAER con otros mercados eléctricos regionales.

### *1.5.2. Aplicación de criterios a la implementación reformas en redes y conexiones*

- **Criterio 1:** las reformas a los procesos de conexión se encuentran en la agenda institucional de corto plazo. El Ministerio de Minas y Energía publicó la Resolución 40311 de 2020 que establece lineamientos de política que aplicarán para la asignación de puntos de conexión para proyectos de generación y autogeneración con capacidad instalada mayor a 1 MW. Esta resolución da instrucciones a CREG para la publicación, en un periodo de tres meses de regulación específica, se espera entonces su publicación antes de terminado el año 2020. Se espera así mismo, que en la revisión a cargo de CREG de esta temática se incluya el análisis de las propuestas específicas de la MTE entre otros, la asignación de nuevas responsabilidades a UPME como instancia de revisión y aprobación de los procesos de conexión a través de la ventanilla única.

Las propuestas para el fomento de la competencia en la actividad de transmisión regional se entienden consideradas para análisis por parte del regulador en el corto plazo, y su estudio y publicación se anuncia en la agenda regulatoria indicativa en comentarios para el año 2021 bajo los títulos: “Código de redes” y “Convocatorias para expansión de STR y STN”. Así mismo, el análisis de nuevas alternativas de proyectos de expansión se entiende será abordado en el corto plazo, y así lo indica la agenda regulatoria indicativa en comentarios para el año 2021 bajo el título “Código de redes” y “Metodología de remuneración de la actividad de transporte”.

Aspectos relativos a las interconexiones internacionales están incluidos en la agenda institucional de corto plazo, a través del SINEA cuya hoja de ruta para el periodo 2020-2030 está en desarrollo en el marco de esta iniciativa transnacional.

- **Criterio 2:** la revisión de los criterios de planeación requiere de un lineamiento de política pública que entre otros de señales para la inclusión de criterios tales como flexibilidad y resiliencia. Así mismo, complementar el criterio N-1 con criterios probabilísticos.
- **Criterio 3:** la implementación de las recomendaciones no requiere de validación adicional o de la entrada en ejecución de otras iniciativas normativas.
- **Criterio 4- Elementos habilitadores:** regulación CREG prevista para el año 2021. Lineamiento de política por parte del Ministerio para inclusión de nuevos criterios de planeación de expansión, a través de la actualización de la Resolución 181313 de 2002.
- **Criterio 5:** la implementación de las reformas requiere de complementos en algunos aspectos a la política pública que se espera sean expedidos en el corto plazo.

### 1.5.3. Hoja de ruta para las propuestas sobre redes y conexiones

Tabla 11. Hoja de ruta - Propuestas sobre redes y conexiones

Redes y conexiones	Fecha de inicio	Fecha final
Revisión y regulación específica en materia de procesos de conexión (CREG)	30/08/2020	31/12/2020
Publicación en firme de regulación de procedimientos de planificación	1/01/2021	1/06/2021
Inclusión de propuestas en revisión del código de redes y convocatorias de para expansión del STR y STN	30/08/2020	1/06/2021
Revisión de los criterios de planeación	1/01/2021	31/12/2021
Publicación del código de redes revisado	1/07/2021	31/12/2021



## 1.6. Participación de la demanda y otros agentes

Las recomendaciones y propuestas de los expertos de Foco 1 respecto a participación de la demanda en el mercado mayorista fueron abordadas en el análisis de reformas al mercado de corto plazo, numeral 1.1.1 de este documento. La propuesta de varios proveedores de contratos para usuarios no regulados así mismo fue evaluada en el numeral 1.3.1.4 de este documento. Por otra parte, las propuestas sobre el diseño tarifario y el rol de Operador del Sistema de Distribución (OSD) serán evaluadas en el análisis que se presentará a los documentos de Foco 3, más adelante en este documento.

## 1.7. Unidad de Monitoreo

El análisis sobre la Unidad de Monitoreo se realizará más adelante en este documento cuando se evalúen las propuestas de reformas institucionales incluidas en el Foco 5 de la MTE.

## 2. Foco 2: El gas natural en la transformación energética. Abastecimiento, suministro y demanda

### Acciones a implementar:

Emisión de Lineamientos de Política Pública		
Propuesta	Temporalidad	Habilitador normativo
1. Confiabilidad y seguridad abastecimiento; Plantas de regasificación (responsables de la remuneración, naturaleza de la actividad de la planta y de puerto público)	Corto plazo (2021-2022)	1. Realizar una mesa de coordinación institucional que incluya a la UPME, la CREG y la SSPD para asignar entidades responsables, identificar cuáles son las definiciones de confiabilidad y seguridad en el abastecimiento necesarias para determinar los responsables del pago de la planta de regasificación, determinar la naturaleza de la actividad de la planta de regasificación (transporte, producción o una nueva actividad) y las responsabilidades de almacenamiento mínimo, y exigir a los agentes que sean puerto público.
		2. En esta mesa de trabajo se deberá definir el lineamiento de política pública y los cambios normativos aplicables a la planta del pacífico, a la planta del Cayao y el tratamiento a futuras plantas de regasificación.
2. Declaraciones de producción y relación con la disponibilidad de gas para autoconsumo	Corto plazo (2021-2022)	1. Modificar los artículos 2.2.2.2.20, 2.2.2.2.21., 2.2.2.2.22. y 2.2.2.2.23. con el fin de incorporar una política pública tendiente a: i) aumentar la transparencia en la información relacionada con la declaración de producción de gas y autoconsumo; ii) coordinar entre la ANH, la CREG y la UPME la información relevante para efectos de regulación y planeación; y iii) delimitar la contratación para consumo propio.
		2. El MME podrá complementar este lineamiento de política energética, fijar metas, definir la gradualidad de su implementación y hacer análisis de impacto normativo ex post de la regulación adoptada para ajustar la política.
3. Análisis de impacto para la migración hacia un nuevo esquema contractual y de remuneración de la actividad de transporte de gas	Mediano plazo (2022-2024)	1. Incorporar en el Capítulo 3 del Decreto 1073/15 (Transporte de Gas Natural) del Título III (Sector de gas) el siguiente artículo: Art. 2.2.2.3.15. Con el fin de avanzar hacia la modernización de la red de transporte y dinamizar la competencia la CREG ajustará la regulación para migrar a un nuevo esquema de contratación y remuneración de la actividad de transporte.
		2. El Ministerio de Minas y Energía podrá complementar este lineamiento de política energética, fijar metas, definir la gradualidad de su implementación y hacer análisis de impacto normativo ex post de la regulación adoptada para ajustar la política.
		3. La CREG adelantará un análisis de impacto normativo con el fin de identificar las mejores alternativas para lograr este objetivo de política energética.
4. Expansión del Sistema Nacional de Transporte	Corto plazo (2021-22)	1. El MME complementará la Resolución MME 40052/16 con el fin de fijar los lineamientos de política para el abastecimiento de gas natural y para incentivar la demanda de consumo de gas natural combustible, dentro de los cuales establecerá las medidas tendientes a profundizar en la planeación de la expansión de la infraestructura de transporte en temas relacionados con: i) demanda de gas como criterio para la dirección de la planeación; ii) planeación con base en proyectos estratégicos e indicativos; iii) almacenamiento y confiabilidad; iv) creación de un Comité Asesor de Planeación de Gas.



<b>Seguimiento agendas- intervención activa</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Participación de nueva demanda (Parque térmico, distritos térmicos, movilidad) - MME y UPME</li> <li>• Reglamentar y hacer seguimiento de las acciones de la CREG sobre competencia en mercado minorista</li> <li>• Implementación modelo costo beneficio para proyectar almacenamiento</li> <li>• Modificaciones previstas Resolución 114 de 2017 para el IV trimestre 2020 sobre reposición de gas no nominado. Flexibilizar contratos que garanticen firmeza.</li> <li>• Implicaciones en el mercado secundario.</li> <li>• En las reglas de acceso a la planta de regasificación del pacífico, exigir que se obtenga licencia de puerto público</li> </ul>

<b>Seguimiento agendas- intervención pasiva</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Expedición de reglas de acceso a la planta de regasificación del pacífico esto ya salió.</li> <li>• Agenda regulatoria (2023) quede incluido el diseño de <i>Common carriage</i> y <i>entry-exit</i> dentro de las bases metodológicas para el siguiente periodo tarifario. (Referirse al cronograma CREG)</li> <li>• Revisión metodológica del PIAG.</li> <li>• Ejecución de expansión de infraestructura PAG</li> </ul>

## Análisis propuestas específicas foco 2

En el análisis de las propuestas de Foco 2, se identificaron 99 elementos específicos que se agruparon en los siguientes subtemas:

1. Abastecimiento.
2. Mercado de gas, comercialización de la producción, diseño y remuneración de la actividad de transporte.
3. Expansión y operación del SNT.
4. Otras.

Tabla 12. Taxonomía de propuestas de reformas en el mercado de gas natural

<b>Recomendación de la MTE</b>			
2	1		<b>Abastecimiento</b>
2	1	1	Esquemas de abastecimiento
2	1	1	1 Oferta: Plantas de regasificación
2	1	1	2 Oferta Local: Producción Doméstica
2	1	1	3 Demanda: Termoeléctricas
2	1	2	Régimen de las plantas de regasificación
2	1	2	1 Naturaleza del puerto y reglas de acceso
2	1	2	2 Desarrolladores de proyectos
2	1	2	3 Criterios de adjudicación
2	1	2	4 Asignación capacidad de regasificación
2	2		<b>Mercado de gas y comercialización de la producción</b>
2	2	1	Modelo de mercado y comercialización de la producción
2	2	1	1 Hub virtual con sistema de transporte <i>entry-exit</i>
2	2	1	2 Del papel de la defensa de la competencia
2	2	2	Infraestructura de transporte de gas y su remuneración
2	2	2	1 Planeamiento de la expansión
2	2	2	2 Expansiones prioritarias

2	2	2	3	Inversiones en gasoductos y su remuneración
2	2	2	4	Remuneración y tarifas
2	2	3		Coordinación de la operación e Información
2	2	3	1	Asignación de la capacidad
2	2	3	2	Servicios complementarios
2	2	3	3	Gestor Técnico del Sistema de Transporte y Almacenamiento
2	2	4		Almacenamiento y confiabilidad
2	2	4	1	Modelo <i>Cost-Benefit Analysis</i>
2	2	5		Demanda y sistemas de integración, distribución y comercialización minorista
2	2	5	1	Liberalización mercado minorista
2	2	5	2	Movilidad
2	2	5	3	Paquete de servicios
2	2	6		Aspectos Institucionales
2	2	6	1	Gestor técnico del sistema de transporte y almacenamiento
2	2	6	2	Separación de actividades

## 2.1. Abastecimiento

Tabla 13. Propuestas abastecimiento gas natural

Abastecimiento		
Plantas de regasificación	Producción doméstica	Termoeléctricas
1. Construcción PR del pacífico (400 GBTUD); PR Costa Caribe (500 GBTUD); sustitución planta del Callao (400 GBTUD)	1. Incrementar 200 GBTUD	1. Incluir total de consumo las térmicas a gas en proyección de demanda
2. Contratación a 10 años (gas y capacidad de Regasificación). 2 años contrata el 100%, año 3,4,5 contrata el 50% y en adelante el 5%	2. Puesta en el mercado del gas contingente	2. Evaluar el reconocimiento por el cual se compensa el costo fijo en suministro y transporte de las térmicas.
3. Contratación bilateral o subasta	3. Distinción regulatoria de las fuentes no convencionales (carbón y <i>fracking</i> )	
4. OPEX 2,5% del CAPEX	4. Viabilizar <i>fracking</i> donde sea posible (misión de expertos)	
	5. Ejecución de infraestructura de transporte prioritaria (contraflujos)	
	6. Vincular a productores al desarrollo de infraestructura de transporte	

Fuente: Elaboración propia

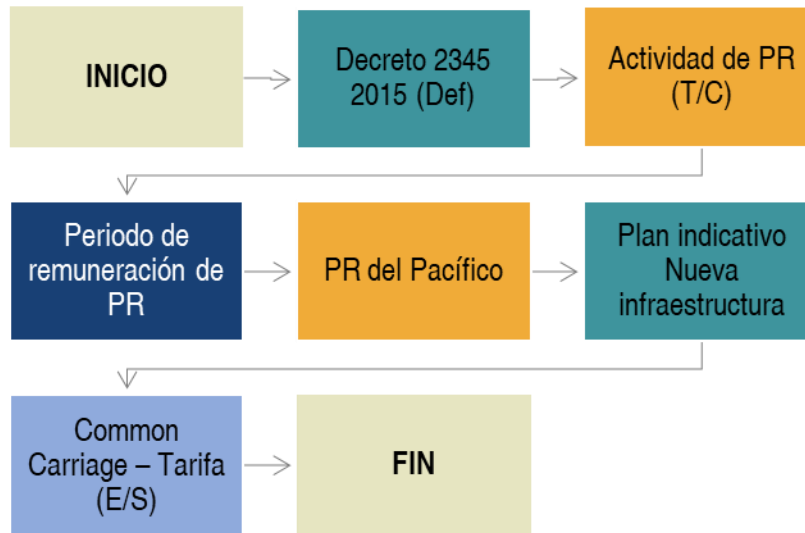
Respecto al tratamiento de las plantas de regasificación, los expertos de foco 2 de la MTE proponen, de manera detallada, aspectos a ser considerados sobre el régimen de acceso, convocatorias para su adjudicación, criterios de adjudicación, modelo tarifario, entre otros.

<b>Régimen de las Plantas de Regasificación</b>
1. Convocatoria públicas. 2. UPME debería replantear el plan indicativo de la red de transporte. 3. Régimen de acceso abierto para todas las plantas (Abierto con exenciones).
<b>Desarrolladores de proyectos</b>
4. Productores - Comercializadores desarrolladores de proyectos régimen abierto con exenciones - integración vertical con refinación o petroquímico.
<b>Criterios de adjudicación</b>
5. Rentabilidad del CAPEX y OPEX; IAE por 10 años. 6. Subasta Holandesa si son más de 3 oferentes. 7. Prórroga, plantas <i>onshore</i> remunera CAPEX no amortizado y OPEX anual actualizado. 8. Para plantas offshore nueva convocatoria de contratación.
<b>Asignación capacidad de regasificación</b>
CREG regla proceso de asignación. Contratar nueva capacidad fuera del cronograma anual definido por CREG. Evitar acaparamiento de capacidad
<b>Tarifas servicio estándar integrado de GNL</b>
Regulación de ingresos tipo <i>revenue-cap</i>

### 2.1.1. Análisis para propuestas de abastecimiento

Las propuestas que en esta temática hacen los expertos de Foco 2 de la MTE parten de la base de la necesidad de un cambio de enfoque de la política, el planeamiento y la regulación sectorial. Se entiende que, a la fecha, las actividades antes mencionadas se han fundamentado en orientar la expansión del sistema en función de la oferta local disponible y no en las perspectivas y potenciales crecimientos de la demanda. Las propuestas, que en su integridad implicarían un cambio estructural del sector, para su implementación, en opinión del consultor, deben contar con una lógica secuencial que de manera general e indicativa se resume en la gráfica a continuación:

Tabla 14. Lógica secuencial para implementación propuestas Foco 2



Fuente: Elaboración propia

Esta lógica secuencial parte de aclaraciones o modificaciones a las definiciones que en materia de confiabilidad y seguridad de abastecimiento se incluyen hoy en el Decreto 2345 de 2015. La claridad respecto a estas definiciones despejará incertidumbres respecto a quiénes son los beneficiarios y quiénes remunerarán las infraestructuras que se desarrollen y que busquen garantizar el cumplimiento de objetivos de política pública.

Nuevas definiciones de confiabilidad y seguridad en el abastecimiento son prerequisite para abordar el tratamiento que se dará a las infraestructuras de regasificación. La convocatoria para la adjudicación de la planta de regasificación del Pacífico de la mano del gasoducto Buenaventura – Yumbo, remunerada como infraestructura de transporte, se entiende como tal al tratarse de una infraestructura concebida necesaria bajo criterios de confiabilidad. ¿Será este el mismo tratamiento que debe darse a futuras facilidades de regasificación como las que propone la MTE?

En ese orden de ideas, además de las claridades antes mencionadas en los criterios de confiabilidad y seguridad de abastecimiento, se requerirá un lineamiento de política pública respecto al tratamiento que se dará a las plantas de regasificación, entre otros, en donde se defina si la actividad de servicios de regasificación se considerará una nueva actividad, o se asemejará a la actividad de comercialización de la molécula, como se entiende proponen los expertos de la MTE, o serán a futuro consideradas infraestructuras de transporte como es el caso particular de la planta de regasificación del Pacífico. Claridades sobre el tratamiento que se dará a la actividad, permitirá así mismo definir el esquema remuneratorio, sea este regulado a cargo de beneficiarios identificados como el caso de la infraestructura de

transporte del Pacífico, o mediante la competencia en contratos a plazo con tarifas definidas por la dinámica libre del mercado.

Siguiendo la lógica secuencial, para que el modelo de mercado que propone la MTE se pueda implementar, es prerequisite contar con un sistema menos radial, de manera que tanto la expansión vía todos los proyectos concebidos en el plan de abastecimiento de gas, como el gasoducto Jobo – Medellín deban estar en operación previo a migrar a un sistema de transporte tipo “*common carriage*” con un modelo tarifario “*entry-exit*”.

Con este entendimiento a continuación abordamos el análisis de las propuestas puntuales:

- Plantas de regasificación:
  - Pacífico: los pliegos definitivos para la adjudicación fueron publicados por la UPME el 29 de octubre de 2020 y se espera adjudicación en el primer semestre del año 2021. Bajo la resolución MME 40304 de 2020 se adoptó el Plan de Abastecimiento de Gas Natural.
  - Planta de regasificación en la Costa Caribe: es fundamental, como proponen los expertos de Foco 2, contar con un estudio, similar al realizado para la planta de regasificación del Pacífico de “definición y elaboración de las Condiciones Técnicas de Ingeniería Conceptual para la Construcción de la planta de regasificación...”. Sin embargo, como se mencionó anteriormente, la futura estructuración de proyectos de este tipo debe necesariamente estar precedida de señales de política pública donde se dé claridad a los criterios de confiabilidad y seguridad del abastecimiento, así mismo de la definición de cuál es la actividad dentro de la cadena de valor del sistema que desarrollarán futuras plantas de regasificación y su régimen. ¿Se trata de una nueva actividad? ¿será entendida su actividad como respaldo a la confiabilidad del sistema o serán entendidas como una nueva fuente de suministro de molécula?
  - Prórroga de la planta de El Cayao: la posibilidad de contar con esta planta en un régimen de acceso abierto o abierto con exenciones dependerá de si al vencimiento del contrato vigente entre el Grupo Térmico y SPEC, que liga la disponibilidad de la planta de regasificación de la demanda de estas plantas de generación, se renueva o no en términos similares. En todo caso, recientemente Promigas ha anunciado su iniciativa de ampliar, por fases, la capacidad de su terminal SPEC, pasando de 400 MPCD a 850 MPCD en el año 2027, lo que indicaría interés por conservar la infraestructura, independientemente de los resultados de la negociación para la mencionada renovación.
- Producción doméstica:
  - Puesta en el mercado de gas contingente: las dificultades en los procesos de licenciamiento ambiental y social son una problemática transversal al desarrollo de la infraestructura en Colombia. Declarar proyectos como de

interés nacional y estratégico (PINE o PIREs) aunque deseable, no garantiza por sí solo una mayor celeridad en los procesos de licenciamiento. Lo anterior debe venir acompañado de un fortalecimiento de la capacidad del planeador de identificar en los planes de expansión, a nivel de evaluación integral de riesgos, todos los aspectos relevantes que debe considerar un inversionista para acometer una iniciativa en una región específica. Se profundizará en este aspecto en el análisis a las propuestas de fortalecimiento de la UPME en este documento, en Foco 5.

Por otra parte, deberá contarse con un lineamiento de política pública. En específico, una revisión al decreto MME 1073 de 2015 y a las definiciones de la Producción Potencial (PP) y la Producción Disponible para la Venta (PTDV) del Decreto MME 2100 de 2011, en lo que hace referencia al tratamiento del gas contingente y gas para autoconsumo, con el fin de aumentar la disponibilidad de gas comercializable.

- Distinción regulatoria entre fuentes no convencionales de gas: debe emitirse un lineamiento de política pública que dé señales para la regulación diferencial de las técnicas no convencionales de fracking y mantos de carbón.
- Así mismo debe hacerse seguimiento al pronunciamiento del Consejo de Estado respecto a pilotos de fracking.
- Reincorporar las plantas térmicas a gas a la demanda sectorial reconociendo costos fijos de suministro y transporte de gas:

La implementación de esta propuesta requeriría de un estudio de beneficio / costo detallado. Se debe a través del mismo evidenciar si, en efecto, los beneficios potenciales percibidos por una eventual reducción del precio spot proveniente de una reducción en los costos fijos, acompañada de una reducción en los precios de los contratos proveniente de un menor riesgo de precio en el sistema y el aumento en la oferta de los mismos, compensaría los costos adicionales, que se suponen a cargo de la demanda, por el reconocimiento de los costos fijos de suministro y transporte de gas de los agentes térmicos.

### *2.1.2. Aplicación de criterios a propuestas de reforma en abastecimiento*

- **Criterio 1:** se entiende que las propuestas sobre abastecimiento hacen parte de la agenda institucional de corto plazo. En específico, se espera que los lineamientos necesarios de política pública hagan parte de lo que en la agenda regulatoria del año 2021 del Ministerio de Minas y Energía se agrupa bajo los títulos: “Lineamientos de política energética de mediano y largo plazo, para asegurar el abastecimiento de gas natural de manera continua, confiable, segura y eficiente y lineamientos de política energética para incentivar la demanda de consumo de gas natural combustible.”

- **Criterio 2:** los lineamientos de política mencionados serán la base para el estudio detallado de recomendaciones específicas propuestas por la MTE. Respecto a la propuesta de incentivar el despacho térmico mediante el reconocimiento de costos de suministro y transporte de gas, deberá realizarse un estudio de beneficio / coto que evidencie el beneficio de tal iniciativa.
- **Criterio 3:** la emisión de los lineamientos de política es, como se indicó en la lógica secuencial explicada al principio del análisis, un prerrequisito para que se establezcan definiciones en temas como, el tratamiento a la actividad de las plantas de regasificación y el fomento a nueva oferta de gas local e importada comercializable.
- **Criterio 4- Elementos habilitadores:** revisión a los Decretos MME 2100 de 2011, MME 1073 de 2015 y MME 2345 de 2015.
- **Criterio 5:** los lineamientos de política pública necesarios para la implementación de las recomendaciones hacen parte de las prioridades de la actual administración.

## 2.2. Mercado de gas, comercialización de la producción y remuneración de la actividad de transporte

Tabla 15. Propuestas mercado de gas, comercialización y remuneración actividad de transporte

Modelo de mercado y comercialización de la producción	Inv. en gasoductos y su remuneración	Remuneración y tarifas	
1. Hub virtual con sistema <i>entry-exit</i> .	1. Reconocer explícitamente un ROA sobre el activo valorado a costo de reposición una vez termine el período de recuperación de la inversión anticipado.	1. Common carriage, cargos <i>entry-exit</i> y remuneración de ingresos regulados.	Gestor Técnico del sistema encargado de distribuir los ingresos a transportadores (CAPEX y OPEX).
2. Transporte centralizado (common carriage) con ingresos reconocidos ( <i>Allowed Revenue</i> ).	2. No remunerar nuevamente CAPEX sino la rentabilidad del mismo sobre la vida útil efectiva del activo	2. Distribución de costos 50%/50% entre inyección y extracción (Kpcd).	
3. Competencia mayorista y minorista (Separación mínima distribución - comercialización).		3. Índice de costos a cada tramo (Costo promedio o marginal/incremental).	2. Inhabilidad de 1 año antes del nombramiento a funcionarios directivos con relación en empresas del sector.
4. Comercialización bilateral libre (Nal. e Imp.) MP y MS.		4. Sumatoria trayectorias posibles (virtuales).	3. Inhabilidad de 2 años a funcionarios directivos después de sus permanencias en el Gestor.
5. Incompatibilidad "cláusulas destino".		5. Matriz Origen – Destino.	

6. Derogatoria de gran parte de la regulación vigente.
7. Reposición de gas no nominado en cláusulas del ToP.
8. Supervisión de las opciones de compra.

6. CREG: Transición cargos uso de red transitorios.
---

Fuente: Elaboración propia

### 2.2.1. Análisis para propuestas mercado de gas, comercialización de la producción y remuneración de la actividad de transporte

- Las propuestas de la MTE en esta temática buscan la promoción de la liquidez del mercado de contratos mediante la estandarización de los mismos y la definición de puntos de entrega estándar a través de la implementación de *hubs* virtuales. La propuesta sigue, nuevamente, la secuencia lógica abordada en la introducción al análisis de las propuestas del Foco 2, que requiere de una serie de definiciones previas, la mayoría de ellas provenientes de la política pública, y que finaliza con la implementación de un nuevo modelo de organización de la actividad de transporte centralizado (*common carriage*), remunerada con ingresos reconocidos y acceso regulado, aplicando la metodología “*entry-exit*”.
- La CREG publicó para comentarios la Resolución 160 de 2020, en la que se establecen los criterios generales para la remuneración de transporte de gas natural, que se presenta como una regulación transicional hacia el modelo de “*common carriage*” con tarifas “*entry – exit*”. Explícitamente la Comisión menciona lo siguiente: *“la presente propuesta regulatoria, dentro de una visión de largo plazo, es decir, más allá del período tarifario de 5 años al que hace referencia el artículo 126 de la Ley 142 de 1994, adquiere un carácter transitorio, entendido como la visión que se cuenta de la prestación del servicio al finalizar dicho período tarifario, en el que se ha planteado la importancia y pertinencia de una posible migración hacia un esquema de cargos “entry-exit”, buscando un carácter neutral en las redes de transporte de gas natural. Esto implica una serie de estudios, análisis y cambios normativos, así como del desarrollo de políticas públicas e instrumentos, los cuales avanzarán en la implementación y desarrollo de dicho esquema, mientras se lleva a cabo la aplicación de la presente metodología.”*
- Con este contexto, teniendo en cuenta la secuencia lógica para la implementación integral de las recomendaciones y las señales dadas por el regulador, las propuestas de liberalización de la comercialización podrían ser abordadas una vez se cuente con garantía de suministro en el corto, mediano y largo plazo. Así mismo, dadas las condiciones precedentes, la estandarización de la contratación y la implementación de “*hubs* virtuales” implicaría la eliminación de las llamadas “cláusulas destino”. Entre tanto, la comercialización deberá seguir ligada a la declaración de los productores ajustada de acuerdo con el análisis y los lineamientos de política analizados en el numeral 2.1.1 de este documento.



- El regulador, en la agenda regulatoria indicativa en consulta, incluye el ajuste a la comercialización mayorista de suministro, en donde se espera se aborden y propongan soluciones a problemáticas relativas a la reposición del gas no nominado, flexibilización y metodología de remuneración y registro de los contratos en la actividad de comercialización.
- La propuesta de desintegración de las actividades de distribución y comercialización se abordará en el análisis del Foco 5, más adelante en este documento.
- Contratos a largo plazo (10 años): la contratación a largo plazo se considera fundamental, en especial como mecanismo que facilita la financiación de proyectos, como las plantas de regasificación. Su aplicación se considera viable cuando se trata de contratación de la demanda no térmica. Sin embargo, en el caso de la demanda térmica, dadas las particularidades que tiene la asignación de OEFs de plantas existentes en el mecanismo vigente de Cargo por Confiabilidad, salvo que los plazos de asignación se modifiquen, la contratación obligatoria de largo plazo no es aplicable a este tipo de usuarios. Por otra parte, la contratación escalonada con plazos de 10 años se considera apropiada, pero su implementación requerirá que aspectos abordados anteriormente sean definidos, tales como el tratamiento que se dará a futuro a las plantas de regasificación, y las revisiones a la política pública detalladas en el numeral 2.1.1 de este documento.
- La implementación de un Gestor Técnico es de vital importancia para un adecuado funcionamiento del modelo de mercado propuesto por los expertos del Foco 2. Sus funciones, organización estructural, remuneración, actividades, etc, deben ser analizadas en los estudios y asesorías que la CREG contratará para la evaluación de la implementación de un nuevo modelo de mercado. Deberá considerarse también en el corto plazo y desde la definición de política pública, fortalecer y ajustar de manera transicional el alcance del actual Gestor del Mercado de Gas, de manera que se fortalezca su relevancia y aporte al sector, y se introduzcan algunas de las funciones que se espera tendría en el futuro un gestor técnico de los sistemas de transporte.

### *2.2.2. Aplicación de criterios a propuestas mercado de gas, comercialización de la producción, diseño y remuneración de la actividad de transporte*

- **Criterio 1:** Las propuestas están contenidas parcialmente en la agenda institucional del Ministerio de Minas y Energía y la CREG en el corto plazo.
- **Criterio 2:** El regulador, para la implementación del modelo de “common carriage” con tarifa “entry – exit” cuenta con un cronograma que incluye una asesoría internacional para la transición hacia el nuevo modelo, seguida de un estudio detallado de cálculo y diseño tarifario, esperando contar con una propuesta regulatoria entre los años 2024 y 2025, para entrada en aplicación a partir del año 2026.
- **Criterio 3:** La eventual liberalización del mercado de comercialización, la implementación de puntos estándar de entrega, “hubs virtuales” y la contratación a largo plazo son elementos que requieren de reformas a la política energética y

definiciones de carácter regulatorio en el corto plazo para poder ser introducidas en el mediano y largo plazo. Las definiciones sobre el tratamiento de las plantas de regasificación y su régimen de acceso, habilitar comercialmente gas local no considerado hoy en día en los procesos de comercialización y un nuevo modelo en la actividad de transporte, son prerequisites indispensables para un mercado de comercialización líquido, profundo y en competencia en el que la liberalización sea realizable.

- **Criterio 4- Elementos habilitadores:** Debe contarse con los lineamientos de política pública analizados en los numerales 2.1.1 y 2.1.2 de este documento. Los estudios y asesorías que el regulador va a contratar en el cronograma descrito en el análisis del criterio 2, deben incluir aspectos relativos a la comercialización, tales como la estandarización, plazos y puntos estándar de entrega. Se considera que las revisiones previstas en la agenda regulatoria indicativa a la comercialización mayorista del suministra deben introducir el análisis de las recomendaciones de la MTE y dar señales para su futura implementación, teniendo en cuenta los prerequisites habilitantes mencionados.
- **Criterio 5:** Los lineamientos de política pública necesarios para la implementación de las recomendaciones hacen parte de las prioridades de la actual administración.

## 2.3. Expansión del SNT

Tabla 16. Propuestas expansión SNT

Infraestructura de transporte	
Planeamiento de la expansión	Expansiones prioritarias
1. Demanda dirige la planeación de la infraestructura.	Gasoductos: 1. Costa Pacífica. 2. Jobo-Medellín.
2. Horizonte a 10 años.	
3. Estratégicos (Gobierno) o indicativos (Sociedad).	

Fuente: Elaboración propia.

### 2.3.1. Análisis para propuestas de expansión del SNT

- Con respecto a las propuestas específicas relacionadas con el planeamiento de la expansión, se considera necesario abordar el análisis respecto al enfoque de planeación basado en garantizar el abastecimiento de la demanda y no en la disponibilidad de oferta, al horizonte y aplicación de criterios de planeación y a la clasificación de proyectos en estratégicos o indicativos, dentro de las revisiones que se han mencionado en los numerales anteriores que se deben realizar a la política pública. Se considera oportuno que los lineamientos que emitirá el Ministerio de

Minas y Energía en el corto plazo incluyan, además de lo analizado en los numerales 2.1 y 2.2 de este documento, pautas para ajustar el planeamiento abordando las recomendaciones de la MTE.

- Sobre las expansiones prioritarias, el PAG publicado recientemente incluye las recomendaciones de la MTE, salvo el gasoducto Jobo – Medellín. Sin embargo, tanto Promigas, como Canacol han manifestado su intención de desarrollar esta infraestructura.
- Así mismo, la creación de un comité asesor de planeamiento de la infraestructura de transporte de gas natural, similar al Comité Asesor de Planificación de la Transmisión (CAPT) en energía eléctrica, debería ser considerada en este lineamiento de política.
- Se considera que las propuestas específicas relativas a promover el crecimiento de la demanda mediante el desarrollo de proyectos de generación distribuida a gas, proyectos de cogeneración y distritos térmicos locales, el incentivo al consumo de gas natural a nivel industrial y la movilidad a gas natural requerirán de un análisis detallado para su inclusión en ajustes a política pública de corto plazo.

### *2.3.2. Aplicación de criterios a propuestas de expansión del SNT*

- **Criterio 1:** se considera que las propuestas deben ser incluidas en los lineamientos de política pública que el Ministerio de Minas y Energía anuncia en su agenda regulatoria del año 2021 bajo los títulos: “Lineamientos de política energética de mediano y largo plazo, para asegurar el abastecimiento de gas natural de manera continua, confiable, segura y eficiente y lineamientos de política energética para incentivar la demanda de consumo de gas natural combustible.”
- **Criterio 2:** los lineamientos de política antes mencionados deben incluir las señales respecto a las entidades responsables y estudios de profundidad técnica requeridos para su análisis e implementación.
- **Criterio 3:** las señales necesarias de política pública son prerequisite para el análisis e implementación de las recomendaciones. Nuevamente se hace mención a la aplicación lógica secuencial que la implementación integral de las propuestas del Foco 2 requiere.
- **Criterio 4- Elementos habilitadores:** revisión a los Decretos MME 2100 de 2011, MME 1073 de 2015 y MME 2345 de 2015. Lineamientos de política pública incluidos en la agenda regulatoria del Ministerio de Minas y Energía bajo los títulos: “Lineamientos de política energética de mediano y largo plazo, para asegurar el abastecimiento de gas natural de manera continua, confiable, segura y eficiente y lineamientos de política energética para incentivar la demanda de consumo de gas natural combustible.”
- **Criterio 5:** los lineamientos de política pública necesarios para la implementación de las recomendaciones hacen parte de las prioridades de la actual administración.

## 2.4. Hoja de ruta para propuestas del Foco 2

Tabla 17. Hoja de ruta propuestas foco 2

Propuestas Foco 2	Fecha de inicio	Fecha final
Lineamientos de política para el abastecimiento de gas natural y para incentivar la demanda de consumo de gas natural combustible	1/01/2021	31/12/2021
Revisión a los Decretos MME 2100 de 2011, MME 1073 de 2015 y MME 2345 de 2015	1/01/2021	31/12/2021



### 3. Foco 3: Descentralización y Digitalización de la Industria y la Gestión Eficiente de la Demanda

#### Acciones a implementar:

Emisión de Lineamientos de Política Pública		
Propuesta	Temporalidad	Habilitador normativo
1. Modernización de la red de distribución para incorporar recursos energéticos distribuidos	Mediano plazo (2021-2025)	<p>1. Modificación Decreto 1073/15: Complementar el artículo 2.2.2.1.3. con la definición de recursos energéticos distribuidos. Se darán las señales para que las empresas de servicios públicos domiciliarios que actualmente desarrollan la actividad de distribución, se conviertan en Operadores de los Sistemas de Distribución que promuevan la utilización de DERS propiedad de terceros para la optimización de su red.</p> <p>2. La CREG ajustará la regulación, previo los AIN, para cumplir los objetivos de política pública, en particular para que:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>i. Exista una desintegración vertical que garantice que el distribuidor no pueda prestar servicios en su área de influencia con recursos energéticos distribuidos.</li> <li>ii. Existan incentivos tarifarios para que el distribuidor incluya en sus planes de inversión la incorporación de DERs para gestionar pérdidas y mejorar la calidad del servicio;</li> <li>iii. La adquisición, operación y mantenimiento de los DERs se realice mediante plataformas transaccionales y/o subastas distribuidas de servicios de red que promuevan la competencia y la participación de nuevos agentes en el mercado.</li> </ul> <p>3. El MME podrá complementar estos lineamientos de política energética, fijar metas, definir la gradualidad de su implementación y hacer análisis de impacto normativo ex post de la regulación adoptada para ajustar la política.</p>
2. Diseño tarifario flexible que promueva la participación de la demanda y de señales para la participación de DERs.	Corto plazo (2021-2022)	<p>1. Modificación Decreto 1073/15: incorporar una política pública en el siguiente sentido:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>i. Con el fin de promover la incorporación de recursos energéticos distribuidos y la participación activa de la demanda, la CREG ajustará la regulación en cada uno de los eslabones que componen el costo unitario de prestación del servicio, para promover un diseño tarifario flexible que permita al usuario gestionar activamente su compra de energía y acogerse a una variedad de alternativas según sus preferencias.</li> </ul>

		<p>2. El MME podrá complementar este lineamiento de política energética, fijar metas, definir la gradualidad de su implementación y hacer análisis de impacto normativo ex post de la regulación adoptada para ajustar la política;</p> <p>3. La CREG adelantará un análisis de impacto normativo con el fin de identificar la mejor alternativa para lograr este objetivo de política energética.</p>
<p>3. Aumento <u>visibilidad y transparencia</u> sistemas de distribución</p>	<p>Corto plazo (2021-2022)</p>	<p>1. Modificación Decreto 1073/15: incorporar una política pública en el siguiente sentido:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>i. La CREG ajustará la regulación para avanzar hacia la visualización pública en un sistema web de un sistema geotopológico con todos los parámetros eléctricos y conectividad de la red de distribución, de tal forma que el agente interesado en conectar DERs pueda realizar las simulaciones y estudios necesarios para tomar su decisión de conectarse o no a la red.</li> </ul> <p>Este sistema de visualización deberá avanzar hacia el objetivo de crear mapas de hosting capacities, que relacionen potencia activa, voltaje y esquemas de protección.</p> <p>2. El MME podrá complementar este lineamiento de política energética, fijar metas, definir la gradualidad de su implementación y hacer análisis de impacto normativo ex post de la regulación adoptada para ajustar la política.</p> <p>3. La CREG adelantará un análisis de impacto normativo con el fin de identificar la mejor alternativa para lograr este objetivo de política energética.</p>
<p>4. <u>Modernización de la metodología tarifaria</u> para remunerar a los Operadores de Sistemas de Distribución de energía eléctrica</p>	<p>Mediano plazo (2021-2025)</p>	<p>1. Modificación Decreto 1073/15: incorporar una política pública en el siguiente sentido:</p> <p>La CREG actualizará ña regulación, previos los AIN, para cumplir los objetivos de política pública, en particular para ajustar la metodología tarifaria de acuerdo con lo establecido en el título VI de la Ley 142 de 1994, con el objetivo de incluir:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>i. Profundizar en el diseño de una metodología de remuneración basada en incentivos, innovación y resultados que tenga en cuenta la agregación de inversión y los gastos de administración, operación y mantenimiento;</li> <li>ii. Exija a los distribuidores la modernización en los niveles de control y monitoreo que permitan la interacción entre el CND con el OSD, por etapas atendiendo a la heterogeneidad de distribuidores en Colombia;</li> <li>iii. Permita la incorporación de nuevos mercados de distribución a merced de la eficiencia que pueda ofrecer cada OSD en estos nuevos territorios sin que limite el tamaño mínimo a un municipio;</li> <li>iv. Reconozca la planeación de la red por extensiones de tiempo que trasciendan el período de revisión de la metodología tarifaria y que sea flexible en el sentido de permitir el</li> </ul>

		<p>ajuste de variables en caso de que se produzcan desviaciones de las previsiones.</p> <p>2. El MME podrá complementar este lineamiento de política energética, fijar metas, definir la gradualidad de su implementación y hacer análisis de impacto normativo ex post de la regulación adoptada para ajustar la política.</p> <p>3. La CREG adelantará un análisis de impacto normativo con el fin de identificar la mejor alternativa para lograr estos objetivos de política energética.</p>
5. <u>Requerimientos en cuanto a espectro electromagnético y comunicaciones para la conexión de GD e implementación de AMI</u>	Mediano plazo (2021-2025)	1. Coordinación: El MME apoyará a la Agencia Nacional de Espectro en la culminación del Análisis de Impacto Normativo y coordinará con Mintic la implementación de la alternativa que resulte del análisis.
6. <u>Movilidad eléctrica</u>	Corto plazo (2021-2022)	<p>1. Resolución MME: Emitir una resolución con la política en materia de estandarización de condiciones de mercado para la prestación del servicio de carga de vehículos eléctricos</p> <p>2. Proyecto de Ley:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>i. Modificar el numeral 11 del artículo 476 del Estatuto tributario, con el fin de que quede excluido el servicio de venta y almacenamiento de energía eléctrica, sin que quede restringido a servicio público domiciliario.</li> <li>ii. Modificar la definición de vehículo eléctrico contenida en el artículo 2 de la Ley 1964 de 2019, para incluir vehículos híbridos por sus siglas en inglés PHEV.</li> <li>iii. Incluir un nuevo artículo en la Ley 1964 de 2019, el cual señale que las estaciones de carga rápida y carga lenta estarán exentas del pago de la contribución de la que trata el artículo 47 de la Ley 143 de 1994.</li> </ol>

#### **Seguimiento agendas- intervención activa**

- Desarrollo e implementación de la regulación que reglamente los lineamientos en materia del rediseño de la fórmula tarifaria.
  - a. Seguimiento a la metodología tarifaria del T.
- Implementación de AMI – revisión alcance de estudio B/C previstos en Res 131 de 2020, alternativas para uso de recursos de fondos para la implementación de AMI en casos con B/C social y del usuario mayor que 1, pero B/C para el OR menor que 1.
  - a. Publicación definitiva 2020.
  - b. Publicaciones posteriores al desarrollo de los estudios adicionales.

#### **Seguimiento agendas- intervención pasiva**

- Seguimiento a la Resolución 40 311 de 2020.
  - a. Implementación de AMI después de que las reglas hayan sido claramente establecidas.
  - b. Resoluciones definitivas de las revisiones de la fórmula tarifaria.
  - c. Remuneración de la actividad de distribución.

## Análisis propuestas específicas foco 3

En el análisis de las propuestas de Foco 3, se identificaron 97 elementos específicos que se agruparon en los siguientes subtemas:

1. Diseño tarifario.
2. Despliegue de AMI.
3. Modernización de la distribución y recursos energéticos distribuidos.
4. Gestión eficiente de la demanda.
5. Movilidad eléctrica.

Tabla 18. Propuestas foco 3

			Recomendación de la MTE
3	1		Diseño de tarifas reguladas por usuarios finales
3	1	1	Nueva estructura tarifaria
3	1	2	Exposición demanda regulada a la señal de precios de bolsa
3	1	3	Consecuencia de cambiar la estructura tarifaria
3	1	4	Granularidad espacial para dar señales de localización
3	2		Despliegue de infraestructura de Medición Avanzada - AMI
3	2	1	Espectro Único
3	2	2	Despliegue por niveles de tensión
3	2	3	Remuneración AMI y propiedad de activos
3	2	4	Gestión de Datos
3	2	5	Definición y actualización de mecanismos de interoperabilidad, ciberseguridad y protección de datos
3	2	6	Metas de cobertura AMI
3	3		Modernización de la distribución y recursos energéticos distribuidos
3	3	1	Supervisión y control
3	3	2	Planificación y remuneración de los sistemas de distribución
3	3	3	Aumento de la visibilidad y transparencia de los sistemas de distribución
3	3	4	Creación de plataformas distribuidas para compra de servicios de red
3	3	5	El nuevo rol del distribuidor
3	3	6	Conexión de recursos distribuidos
3	4		Gestión eficiente de la demanda
3	4	1	Participación de la demanda en los mercados de energía
3	4	2	El agregador
3	5		Movilidad eléctrica
3	5	1	Incentivos tributarios
3	5	2	Tipos de vehículos con beneficios
3	5	3	Instalaciones de carga (Electrolineras)
3	5	4	Estandarización de requisitos
3	5	5	Sustitución de flota

Fuente: Elaboración propia



### 3.1. Diseño tarifario

Fuente: Elaboración propia

Diseño tarifario (corto plazo)			
Energía (\$/kWh)	Garantía de suministro (\$/kWh)	Uso de la red (\$/kWh)	Costos residuales (\$/mes) Costos residuales (\$/mes)
1. Energía consumida Usuarios que se acogen a tarifa regulada.  1.1 Sin medidor horario – Traslado de compras en función de perfil estimado (tipo).  1.2 Con medidor horario – precio de bolsa horario.  2. Servicios complementarios  Asignación a prorrata por kWh consumido.	Asignación a prorrata de los costos por CxC en función del consumo medio esperado en periodos de escasez.	Desarrollar metodología de CMLPR por tipo de usuario. Inicialmente nivel de tensión.	Estimación por categoría de usuario: diferencia entre costos totales de red y recuperación de costos asignados por CMLPR.
	Clientes si medidor: Consumo medio estimado con el último periodo de escasez.	Definir bloques de punta en función del uso de red.	Asignados como cargo fijo basado en costo histórico de cada usuario de red.
	Clientes con medidor horario: Consumo medio registrado último periodo de escasez.	Asignación a prorrata de señal CMLPR en función de consumo medio o estimado en bloques punta.	
		Sin medidor horario: estimado por perfil estándar. Con medidor horario: Consumo medio registrado en bloques de punta de red.	

Fuente: Elaboración propia

#### 3.1.1. Análisis de propuestas a reformas al diseño tarifario

La implementación y despliegue de la infraestructura de medición avanzada, el diseño de nuevos mecanismos de participación de la demanda, la participación de recursos energéticos distribuidos y otros recursos y agentes tendrán sentido y serán exitosos en la medida en que el diseño tarifario dé las señales para una activa participación de agentes y usuarios, que saquen el mayor provecho de todas estas iniciativas. De nada servirá contar con toda una nueva infraestructura de medición si el usuario no cuenta con elementos que desde el diseño tarifario promuevan su gestión activa. Así mismo, el modelo tarifario debe fomentar la instalación eficiente de generación distribuida y recursos de almacenamiento.

Más allá del diseño específico sugerido por los expertos en Foco 3, o como proponen los expertos de Foco 1, habilitar en el corto plazo un esquema de tarifas binomias de energía y potencia a nivel horario, las revisiones que el regulador viene analizando a todos los componentes de la tarifa (exceptuando el D), deberán considerar opciones tarifarias o menús de tarifas que permitan a los consumidores escoger entre diferentes niveles de exposición de riesgo, portafolios de tarifas u otros mecanismos de flexibilización que en efecto den señales a usuarios y agentes como se mencionó

anteriormente. Deberá considerarse en las propuestas de ajustes al modelo tarifario aspectos de gradualidad que garanticen una transición a un nuevo diseño que mitigue riesgos de cambios abruptos y volatilidad en las tarifas en el corto plazo.

Algunas bases para la mencionada flexibilización han sido planteadas en resoluciones como la CREG 240b de 2015 y la 155 de 2019. La agenda regulatoria indicativa publicada por el regulador, en consulta, incluye revisiones al reglamento de comercialización, metodología de remuneración de la actividad de comercialización, metodología y fórmula tarifaria de generación. Esta revisión integral que se viene adelantando a los componentes tarifarios deberá incluir el análisis de alternativas de flexibilización incluidas en la MTE y demás estudios que la Comisión adelantará en el corto plazo (el estudio “Estrategias para la implementación de esquemas de señales de precios y cargos horarios a los usuarios finales en el SIN, para ser utilizados en programas de respuesta de la demanda” se encuentra en desarrollo).

### *3.1.2. Aplicación de criterios a propuestas de reformas al diseño tarifario*

- **Criterio 1:** las propuestas se consideran incluidas en la agenda institucional de corto plazo. Se espera que la flexibilización tarifaria y la inclusión de menús de tarifas sean consideradas en la revisión que la CREG viene realizando a los componentes tarifarios anunciados en la agenda regulatoria indicativa bajo los títulos: “Metodología y fórmula del G”, “Reglamento de comercialización” y “Metodología de remuneración de la comercialización”. Así mismo, el Ministerio de Minas y Energía, en su agenda regulatoria del año 2021, anuncia la expedición de “lineamientos de política para el fomento de la incorporación de Recursos Energéticos Distribuidos (DERs)”, que en opinión del consultor deben ampliarse incluyendo el fomento de la participación de la demanda. Este lineamiento deberá incluir señales de política para que en el diseño tarifario futuro se dé viabilidad a la participación en el sistema tanto de la demanda como de los DERs.
- **Criterio 2:** se entiende que se complementará el análisis en curso con estudios adicionales cuya elaboración está en desarrollo y los lineamientos que emita el Ministerio de Minas y Energía que contemplen la necesidad de profundizar en aspectos específicos.
- **Criterio 3:** el análisis e implementación de las propuestas no requiere de la implementación de otras iniciativas de carácter normativo o regulatorios, más allá de las descritas en el análisis de los anteriores criterios.
- **Criterio 4- Elementos habilitadores:** regulación CREG y lineamientos de política Ministerio de Minas y Energía.
- **Criterio 5:** los lineamientos de política pública necesarios para la implementación de las recomendaciones y la revisión de los componentes tarifarios por parte del regulador, hacen parte de las prioridades de corto plazo de las dos entidades y se espera análisis y publicación en el corto plazo e implementación en el mediano plazo.

### 3.1.3. Hoja de ruta para las propuestas de reformas al diseño tarifario

Tabla 19. Hoja de ruta propuestas de reformas al diseño tarifario

Reformas al diseño tarifario	Fecha de inicio	Fecha final
Metodología y formula del G/ Reglamento de comercialización/ Metodología de remuneración de la comercialización (Revisión de la flexibilización Tarifaria y menus de tarifas)	1/01/2021	31/12/2021
Lineamientos de política para el fomento de la incorporación de Recursos Energéticos Distribuidos (DERs)	1/01/2021	1/06/2021
Lineamientos de política pública necesarios para la implementación de las recomendaciones	1/01/2021	31/12/2021



### 3.2. Despliegue AMI

Tabla 20. Propuestas Despliegue AMI

AMI		
Prerrequisitos	Recomendaciones	
Acompañada de nuevo diseño de mercado (nodales, intradiarios, y servicios complementarios) y nuevo diseño tarifario.	1. Asegurar que el diseño tarifario permite a usuarios gestionar su capacidad de respuesta. ( <b>¿en desarrollo, estará en análisis G y Cu?</b> )).	Actualización de la regulación para incluir funcionalidades del medidor inteligente ( <b>parcialmente Res. 131-20</b> ).
Estudio detallado B/C a nivel de distribuidor categorizado ( <b>incluido Res. 131 -20 zonificado</b> ).	2. Priorizar despliegue en nivel de tensión mayores a 1 ( <b>No considerado</b> ).	Estándar mínimo de nivel de calidad de comunicación. ( <b>Incluido Res 131-20 art. 19</b> ).
Para aquellos mercados en que estudio B/C es positivo, permitir despliegue de AMI al OR. ( <b>incluido Res. 131 -20 zonificado</b> ).	3. Requerir a ORs análisis B/C sobre sus redes y ahorros esperados de mediano plazo.	Propiedad del equipo en el usuario (capacitación, divulgación, etc.) ( <b>parcialmente Res. 131 -20</b> ).
Permitiendo la inclusión de medidores en la base de activos o a cargo del usuario. ( <b>incluido Res. 131 -20 posibilidad a cargo</b>	4. Vincular potenciales ahorros en remuneración de D.	Implementación, O&M en los Ors.

del usuario – apalancado en eficiencias no base de activos ).		
Autorización planteada regulación basada en incentivos, en ahorros sobre remuneración en próximo periodo tarifario ( <b>incluido Res. 131 20</b> ).	5. Gestión de datos inicialmente a cargo de ORs, transición hacia el Gestor independiente.	

*Fuente: Elaboración propia.*

### *3.2.1. Análisis despliegue AMI*

El Ministerio de Minas y Energía estableció los lineamientos de política pública para la implementación de la infraestructura de medición avanzada, a través de la Resolución 40072 de 2018, modificada por las Resoluciones 40483 de 2019 y 40142 de 2020. La CREG publicó a consulta la Resolución 131 de 2020, en el que se establece el esquema general de implementación propuesto por la Comisión. Se está a la espera del análisis que el regulador realice de los comentarios recibidos de la industria.

En general, gran parte de las recomendaciones de la MTE para la implementación de AMI están incluidas en el proyecto normativo. Entre otros, el despliegue de medidores a cargo de los Operadores de Red, la participación de un gestor independiente de datos, la realización de estudios de beneficio / costo detallado para cada Operador de Red, incluidos en los planes de implementación, estándar mínimo de nivel de calidad de comunicación, entre otros. En algunos otros aspectos tales como la vinculación de potenciales eficiencias en la tarifa de distribución (la Resolución 131- 2020 lo vincula al cargo de comercialización), la resolución en consulta difiere de la aproximación de la MTE.

Las principales preocupaciones expresadas por la industria, en especial los agentes distribuidores, sobre las propuestas de la MTE en este aspecto, hacen referencia a la preferencia porque las inversiones en la infraestructura de medición avanzada sean incluidas en la base de activos remunerados, es decir, estén a cargo de los usuarios a través de la tarifa de distribución, y no apalancada en eficiencias como se propone en la Resolución 131 2020, mediante el congelamiento por un periodo de tiempo de los cargos de comercialización.

La CREG, en el Documento 103 de 2020, manifiesta que se desarrollarán estudios adicionales que complementan el sustento técnico, económico y operativo de la propuesta.

### *3.2.2. Aplicación de criterios despliegue AMI*

- **Criterio 1:** Los lineamientos de política pública fueron ya emitidos, a través de la Resolución 40072 de 2018, modificada por las Resoluciones 40483 de 2019 y 40142 de 2020 y un primer borrador de parte del regulador a través de la Resolución 131

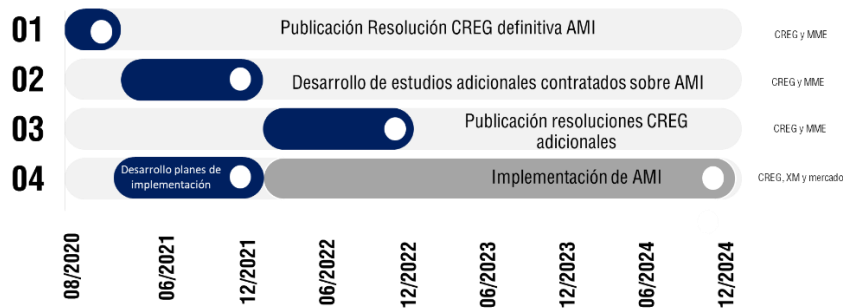
de 2020, en consulta. La agenda regulatoria indicativa CREG para el año 2021 prevé una resolución definitiva para el segundo semestre de 2021.

- **Criterio 2:** Se requieren estudios complementarios que el regulador contratará en el corto plazo, para fortalecer el sustento técnico, económico y operativo de la propuesta actualmente en consulta.
- **Criterio 3:** No requiere de la implementación previa de otras iniciativas, sin embargo, como se mencionó en el numeral 3.1 de este documento, debe ir acompañado de un diseño tarifario que promueva la gestión activa de usuarios y agentes para que el despliegue de AMI traiga los beneficios esperados.
- **Criterio 4- Elementos habilitadores:** Regulación CREG definitiva en el corto plazo. Implementación en el mediano y largo plazo.
- **Criterio 5:** El despliegue de AMI es una prioridad de la política pública. Ya fueron emitidos los lineamientos y el marco regulatorio se espera emitido antes de finalizar la actual administración.

### 3.2.3. Hoja de ruta para el despliegue AMI

Tabla 21. Hoja de ruta despliegue AMI

Despliegue AMI	Fecha de inicio	Fecha final
Resolución definitiva	1/01/2021	1/06/2021
Estudios complementarios para fortalecer el sustento técnico, económico y operativo	1/01/2021	1/06/2021
Implementación de regulación definitiva	1/01/2022	31/12/2024



### 3.3. Modernización de la distribución y recursos energéticos distribuidos

Tabla 22. Propuestas modernización de la distribución y recursos energéticos distribuidos

Modernización Distribución (Caracterización Romero – Grass)				
Supervisión y Control	Planificación y remuneración	Planeación prospectiva – incluyendo DER	Visibilidad y transparencia SD	Plataformas distribuidas para compra de servicios de red
Híbrido descentralizado	Regulación enfocada en neutralizar aversión de ORS a GD.	Estimación de costos para remuneración basada en predicciones. Qué modelo de red se quiere alcanzar y qué gastos implica.	Fortalecer criterios Res. 030 2018 simplicidad, claridad y transparencia tanto en capacidad disponible como cálculo de mapas de “hosting capacity”, potencia activa, voltaje y protección.	Nuevo diseño tarifario puede no ser suficiente.
Localización de centros de control local en subestaciones de alta y media tensión.	Incentivo remuneración ORs de incluir GD (UK).	Ej. RIIO UK	Publicación anual y criterios estandarizados.	Señales de largo plazo para fomentar inversión y garantizar recuperación de costos del distribuidor.
Islas aisladas (intencionales) con centro de control local.	CAPEX/OPEX neutral – migrar TOTEX (puede ser parcial).	Obligatoriedad de inclusión en planificación de uso eficiente de DER- - “Customer engagement Group”.	Pilotos para demostrar factibilidad técnica y económica.	Subastas físicas o financieras con participación de todos los recursos capaces de prestar el servicio.
Implementación en 3 etapas.	Output-based.			
	Mayor periodo regulatorio con compensación ex-post.			

Fuente: Elaboración propia

#### 3.3.1. Análisis de las propuestas sobre modernización distribución y recursos energéticos distribuidos

El pilar fundamental sobre el que se cimenta la transición hacia un sistema y un mercado eléctrico en el que se fomenta la aparición de nuevas actividades, nuevos agentes y productos a nivel minorista, es una red de distribución moderna gestionada por un operador del sistema de distribución que planea la expansión de cobertura y las mejoras de calidad en la prestación del servicio, ya no únicamente mediante soluciones de expansión de red, sino también promoviendo y dando las señales para la optimización

de su gestión mediante recursos energéticos distribuidos, soluciones individuales, facilidades de almacenamiento y demás desarrollos actuales y futuros que redunden en mejoras en eficiencias que al mismo tiempo se traduzcan en beneficios para el consumidor final y desarrollen la competencia a nivel minorista.

Es en este sentido donde probablemente se requieran señales de política más concretas y robustas. Dado que se trata del desarrollo de nueva política pública y nuevo marco regulatorio, se deben solventar desde un principio discusiones que a nivel del mercado mayorista o bien se han evadido históricamente, o que se dificultan dado los derechos adquiridos, implicaciones legales y demás complejidades de carácter institucional y de política pública. En esencia, es recomendable dar las discusiones difíciles desde un principio y sentar lineamientos de largo plazo, a nivel de política de Estado para que se acometan los análisis de impacto normativo, estudios de beneficio / costo y demás herramientas que garanticen que el país cuente con una red de distribución moderna, sustentada en un nuevo rol del distribuidor.

Existe consenso entre los expertos de los diferentes focos de la MTE, en que la Resolución CREG 015 de 2018 es un primer paso en la dirección correcta, y dado que su aplicación hasta ahora está comenzando, se debe dar espacio para evaluar los resultados de su implementación. La Resolución 015 puede ser entendida como una transición que posibilitará, mediante la ejecución de los planes de inversión y de reducción de pérdidas, una actualización y de cierta manera una nivelación de las grandes brechas entre diferentes redes de distribución del sistema. Lo anterior no implica que desde ya no se empiecen a considerar ajustes de corto plazo y a emitir señales de política que definan el norte de lo que será la evolución de la red y la actividad de distribución.

Las propuestas de la MTE van encaminadas a la promoción de la competencia a nivel minorista. Las bases para lograr este desarrollo son:

- Operadores de los Sistemas de Distribución (OSDs), que se propone sean los actuales Operadores de Red, desintegrados a nivel minorista de actividades de generación distribuida o almacenamiento, al menos dentro de su red de distribución. En opinión del consultor, esta desintegración es independiente de si se acogen o no las recomendaciones de los expertos en diferentes focos de la MTE respecto a la desintegración a nivel mayorista de las actividades de comercialización y distribución, sobre cuyo análisis profundizaremos en este documento cuando se aborden las recomendaciones del Foco 5.
- La planeación de los sistemas de distribución debe considerar y dar las señales para la instalación de generación distribuida o sistemas de almacenamiento y otros servicios de red.
- Para la siguiente revisión de la remuneración de la actividad de distribución, debe evaluarse una reforma regulatoria de fondo, que conduzca a una remuneración basada en desempeño, (“output based”, vía TOTEX) apartándose de la concepción tradicional de remuneración de CAPEX y OPEX.
- Los OSD actuarán como operadores de mercado a nivel minorista, lo que implicará el diseño de plataformas transaccionales y/o subastas distribuidas de servicios de red. En esencia, los OSD son promotores de mecanismos de compra de energía y

servicios de largo plazo, que viabilicen la introducción de generación distribuida, almacenamiento y otros servicios de red.

- Todo lo anterior requiere del fortalecimiento de los esquemas de monitoreo y control, lo que a su vez implicará inversiones a ser reconocidas y que deben obedecer a un análisis que considera la heterogeneidad, muy bien detallada por los expertos del Foco 3 de la MTE, de las empresas distribuidoras del país. Es decir, deben diseñarse sendas diferenciales para diferentes tipos de empresas distribuidoras para la modernización de sus sistemas.
- Es necesario, para próximas revisiones tarifarias de la actividad de distribución, considerar desde el inicio de su implementación periodos tarifarios más extensos a los actuales.
- En el corto plazo se requiere hacer una revisión integral a la evolución de la Resolución 030 de 2018, como primera señal que definió los mecanismos simplificados para la conexión de DERs, y las reglas de intercambio de energía excedentaria. Así mismo, es necesario revisar el funcionamiento de lo establecido en la Resolución 015 de 2018 respecto al cargo por respaldo.
- Se debe promover, como sucede actualmente en otros mercados y sistemas en transición, incluso en Colombia (ej. sector financiero) el uso de herramientas como arenas de innovación para aspectos como la implementación de mapas de “hosting capacity” y la reglamentación de microredes e islas intencionales.

Un aspecto fundamental, que no hizo parte de las recomendaciones de la MTE pero que surgió de las sesiones con las entidades de la Secretaría técnica de la MTE, es el de la claridad que se requiere respecto al tratamiento tributario de las ventas de energía de recursos distribuidos, dentro y fuera de la red. En específico, tanto el tratamiento que se debe dar a las ventas de energía que desarrolladores de proyectos de autogeneración pactan con usuarios finales, mediante modelos de PPAs de largo plazo. Esta precisión se requiere también, por ejemplo, para el caso de electrolineras, usuarios finales del SIN, que cobran por la venta de energía eléctrica a vehículos. En todos estos casos, a pesar de que se hacen diversas interpretaciones sobre el tratamiento del IVA a estas transacciones, se requiere completa claridad, de que, en efecto, estas ventas de energía tendrán el mismo tratamiento que las ventas de energía de generadores y DERs en el SIN.

### *3.3.2. Aplicación de criterios a las propuestas sobre modernización distribución y recursos energéticos distribuidos*

- **Criterio 1:** muchos de los aspectos incluidos en las propuestas de la MTE respecto a la modernización de la red y la actividad de distribución no están contemplados en la agenda institucional de corto plazo. Es claro que la implementación de la Resolución 015 de 2018 está hasta ahora en sus primeras etapas y se requerirá una evaluación y seguimiento de la aplicación de lo allí establecido. Sin embargo, se requiere en el corto plazo de la emisión de lineamientos de política pública muy concretos mediante los cuales se den las señales para el análisis a profundidad de las propuestas contenidas en la MTE, que su vez permitan su consideración y



eventual aplicación para la próxima revisión de la remuneración de la actividad de distribución. En este sentido, además de los lineamientos que en materia de DERs anuncia el Ministerio de Minas y Energía en su agenda regulatoria para el año 2021, “Lineamientos de política para el fomento de la incorporación de Recursos Energéticos Distribuidos (DERs)”, se deberán considerar lineamientos específicos relativos a la modernización de la red y el nuevo rol del distribuidor.

La agenda regulatoria indicativa de la CREG para el año 2021, en consulta, incluye la revisión del código de redes en el primer semestre del próximo año. Así mismo incluye la revisión de la Resolución CREG 030 de 2018, bajo el título “Revisión reglas de autogeneración y generación distribuida”.

- **Criterio 2:** los lineamientos arriba sugeridos deben dar señales a entidades responsables para los análisis de impacto normativo, de beneficio / costo y demás herramientas de análisis técnico requeridas para abordar en el corto y mediano plazo el estudio de las propuestas de la MTE.
- **Criterio 3:** como medida paralela a la expedición de lineamiento de política pública, se considera oportuno incluir en la agenda regulatoria de la CREG de corto plazo (2021-2022) la actualización de la Resolución CREG 070 de 1998. La revisión del código de redes incluida en la agenda regulatoria indicativa de la CREG para el año 2021 debe contemplar el análisis de aspectos relativos a la planeación de la red, considerando DERs, facilidades de almacenamiento y otros servicios de red.
- **Criterio 4- Elementos habilitadores:** emisión de lineamientos de política para el fomento de la incorporación de Recursos Energéticos Distribuidos (DERs) y lineamiento sobre modernización de la red y nuevo rol del distribuidor. Regulación CREG de corto plazo que incluye la revisión del código de redes y la Resolución 070 de 1998. En el mediano plazo, de la mano de los análisis y estudios que resulten de la aplicación de los lineamientos de política sugeridos, la próxima revisión de la metodología de remuneración de la actividad de distribución deberá incluir aquellos aspectos que hayan sido favorecidos en el marco de dichos análisis y estudios.
- **Criterio 5:** el Ministerio de Minas y Energía fortalecerá y complementará los lineamientos de política pública antes de terminar el actual periodo de gobierno y se dejarán sentadas las bases para el análisis y la futura implementación de las recomendaciones de la MTE.

### 3.3.3. Hoja de ruta para las propuestas sobre modernización distribución y recursos energéticos distribuidos

Tabla 23. Hoja de ruta propuestas modernización distribución y recursos energéticos distribuidos

Modernización distribución y recursos energéticos distribuidos	Fecha de inicio	Fecha final
Publicación de lineamientos de política pública sobre DERs	1/01/2021	1/06/2021
Implementación de nuevas disposiciones sobre DERs	1/07/2021	1/06/2023
Publicación de lineamientos de política pública sobre modernización de la distribución	1/01/2021	31/12/2021
Implementación de nuevas disposiciones sobre la modernización de la distribución	1/01/2022	31/12/2025



### 3.4. Gestión Eficiente de la Demanda

Tabla 24. Propuestas gestión eficiente de la demanda

Gestión eficiente DDA	
Barreras actuales:	Diseño de productos y participación en mercados
Marco regulatorio (requiere la figura del agregador).	Productos definidos con y sin necesidad de señal de localización (congestiones vs confiabilidad ).
1. Asignación clara de volúmenes y responsabilidad de desviaciones.	Corto Vs largo plazo.
2. Metodología para definición de línea base.	<b>Agregador</b>
3. Remuneración: los servicios deben remunerarse en mismas condiciones de remuneración a generadores.	Función cargo del comercializador Vs un nuevo agente.

Fuente: Elaboración propia.

#### 3.4.1. Análisis de propuestas sobre gestión eficiente de la demanda

Las propuestas de la MTE relativas a la participación de la demanda se dividen en dos, la participación explícita de la demanda en el mercado mayorista y la participación implícita, como respuesta del usuario final a las señales de precio.

- Respecto a la participación de la demanda en el mercado mayorista, se requiere revisar el funcionamiento de los programas de respuesta de la demanda ya en funcionamiento. Estos son el programa de demanda desconectable voluntaria, DDV, Resolución CREG 063 de 2010 y el programa de respuesta de la demanda estructurado en la Resolución CREG 011 de 2015.

En especial, además de revisiones de requisitos técnicos, es necesaria una revisión de la definición de las líneas base de consumo. El regulador contrató recientemente un estudio en este sentido cuyas conclusiones se esperan en el corto plazo (“Construir propuestas metodológicas basadas en líneas base de consumo, o en mecanismos alternos, para utilizar la flexibilidad de consumo de los usuarios de energía en programas de respuesta de la demanda”).

- Como se mencionó en el análisis de las propuestas del Foco 1 de la MTE, es fundamental que el diseño del mercado de servicios complementarios incluya mecanismos de participación directa de la demanda en el mercado de corto plazo.
- El regulador desde el año 2019 viene adelantando una revisión al régimen de protección del consumidor en los mercados de energía eléctrica y gas combustible, Resolución Creg 108 de 1997. La agenda regulatoria indicativa planteada recientemente, en consulta, en un segundo nivel de priorización y bajo el título “derechos y deberes de los usuarios” incluye la publicación para consulta de esta revisión. En la misma se sugiere incluir aspectos relativos a los derechos y deberes de los usuarios en su participación en el mercado mayorista y su relacionamiento con el comercializador y/o agregador en actuales y futuros desarrollo de programas de respuesta de la demanda.
- Como se analizó en el numeral 3.1 de este documento, el diseño tarifario debe fomentar la participación de la demanda en mecanismos explícitos e implícitos.
- La revisión de los mecanismos actuales y los futuros desarrollos de programas de respuesta de la demanda deben garantizar un tratamiento simétrico de la remuneración de agentes del mercado mayorista y la demanda.
- Se considera fundamental la reglamentación de la figura del agregador. Las bases conceptuales para la revisión de la actividad de comercialización, documento CREG 110 de 2019, hacen referencia a la relevancia del papel del agregador, pero no describen explícitamente el marco de acción de esta actividad. Este marco de acción deberá incluir el análisis de si es necesario la inclusión de un nuevo agente agregador o si se reglamenta su operación embebida en la actividad de comercialización.

En opinión del consultor, la actividad de agregación debe hacer parte, como lo es actualmente en el caso de DDV, de la actividad de comercialización. Seguramente surgirán comercializadores especializados en las actividades de agregación, pero no se necesita la introducción de un nuevo agente. El comercializador / agregador será el vínculo entre el usuario final y el mercado mayorista y será el agente responsable de desvíos de la demanda. Adicionalmente, y en línea con el análisis de desintegración vertical del OSD con las actividades de generación distribuida y almacenamiento, se considera necesario que el comercializador / distribuidor no preste los servicios de agregación en su mercado incumbente, aunque podrá hacerlo en otros mercados. Se profundizará en este análisis más adelante en este documento cuando se aborden las propuestas del Foco 5 de la MTE.

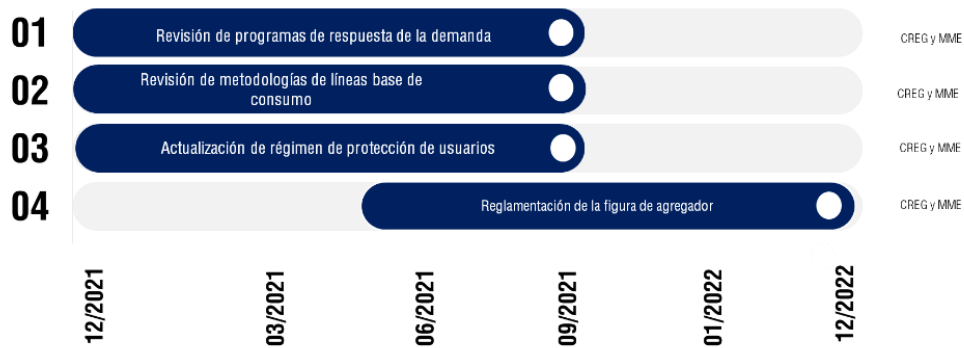
### 3.4.2. Aplicación de criterios a propuestas sobre gestión eficiente de la demanda

- **Criterio 1:** la participación de la demanda en el mercado mayorista se entiende parcialmente incluida en la agenda normativa de corto plazo. Se entiende que, dentro de las revisiones al mercado de corto plazo, incluidas en la agenda regulatoria indicativa para el año 2021 bajo el título “despacho vinculante y mercado intradiario”, se incluirá el diseño de servicios complementarios teniendo en cuenta los mecanismos de participación de la demanda en dichos servicios. Como se analizó en el numeral 1.1 de este documento, de no estar incluido el diseño de estos mercados de servicios complementarios dentro del nuevo diseño del mercado de corto plazo, se sugiere complementar la agenda regulatoria indicativa de corto plazo con esta temática cuya entrada en operación debería ser en los mismos tiempos del despacho vinculante y los mercados intradiarios.
- Se sugiere que se amplíe el alcance de los lineamientos que el Ministerio de Minas y Energía estudia emitir en el año 2021 para el fomento de los DERs, analizados en el numeral 3.3 de este documento, incluyendo lineamientos para el fomento de la participación de la demanda.
- **Criterio 2:** se espera que los estudios en desarrollo y la revisión a los componentes C y G de la tarifa y al mercado de corto plazo, que el regulador anuncia en su agenda indicativa para el año 2021, den las señales para el fomento de la participación de la demanda a nivel mayorista y minorista. La revisión de la actividad de comercializador debe incluir el análisis para la definición del marco de acción del agregador, incluso si se considera necesario la creación de un nuevo agente.
- **Criterio 3:** se consideran prerequisites para una participación activa de la demanda, la revisión de las líneas base de consumo de los mecanismos actualmente en operación, el diseño de servicios complementarios en el mercado de corto plazo, la flexibilización de la tarifa y la inclusión de menús de tarifas.
- **Criterio 4- Elementos habilitadores:** emisión de lineamientos de política para el fomento de la participación de la demanda. Revisión regulatoria de los cargos de generación y comercialización. Revisión regulatoria de el régimen de deberes y derechos de los usuarios (Resolución 108 de 1997).
- **Criterio 5:** el Ministerio de Minas y Energía fortalecerá y complementará los lineamientos de política pública antes de terminar el actual periodo de gobierno y se dejarán sentadas las bases para el análisis y la futura implementación de las recomendaciones de la MTE.

### 3.4.3. Hoja de ruta para propuestas sobre gestión eficiente de la demanda

Tabla 25. Hoja de ruta propuestas sobre gestión eficiente de la demanda

Gestión eficiente de la demanda	Fecha de inicio	Fecha final
Revisión de programas de respuesta de la demanda	1/01/2021	31/12/2021
Revisión de metodologías de líneas base de consumo	1/01/2021	31/12/2021
Actualización de régimen de protección de usuarios	1/01/2021	31/12/2021
Reglamentación de la figura de agregador	1/01/2022	31/12/2022



#### 4. Foco 4: Cierre de brechas, mejora de la calidad y diseño y formulación eficiente de subsidios

##### Acciones a implementar:

Emisión de Lineamientos de Política Pública		
Propuesta	Temporalidad	Habilitador normativo
1. <u>Actualización de los lineamientos de expansión de cobertura para electrificación rural</u>	Corto plazo (2021-2022)	1. Complementar el Decreto 1073/15 para: <ol style="list-style-type: none"> <li>i. Incluir definiciones que unifiquen la electrificación y superen la distinción entre SIN- ZNI</li> <li>ii. Permitir el uso de recursos FAER para electrificación rural en ZNI</li> <li>iii. Establecer lineamientos para que la UPME elabore el PIEC de manera que le permita implementar los esquemas empresariales que este diseño</li> <li>iv. Permitir a los distribuidores presentar proyectos para electrificación rural con soluciones individuales o microrredes.</li> <li>v. CREG ajustará la regulación para incluir como unidades constructivas las soluciones individuales o microrredes en las que invierta el distribuidor para electrificación rural.</li> </ol>
		2. Resolución MME en la cual definirá la política energética respecto de los esquemas empresariales que se utilizarán para: <ol style="list-style-type: none"> <li>i. Electrificación rural a través de los distribuidores con inversión reconocida como unidad constructiva con soluciones individuales;</li> <li>ii. Electrificación rural mediante otros prestadores con fondos públicos del FAZNI, FENOGE, Sistema general de regalías, entre otros.</li> </ol>
2. <u>Reestructuración funciones UPME, IPSE</u>	Corto plazo (2021-2022)	1. Modificación del Decreto 257 de 2004 para ajustar las funciones y estructura del IPSE y darles a sus dependencias un enfoque relacionado directamente con el ciclo de vida del proyecto: <ol style="list-style-type: none"> <li>i. Área de estructuración enfocada en prestar servicio de asistencia técnica;</li> <li>ii. Área de contratación</li> <li>iii. Área de supervisión enfocada en la labor de desarrollar un esquema de auditorías que se extienda durante la ejecución del proyecto.</li> </ol> 2. Modificación del Decreto 1258 de 2013 para asignar a la UPME la función de viabilizador de proyectos de electrificación rural con base en el PIEC y en criterios de viabilidad técnica y financiera.           3. Modificar el Decreto 1073/15 de la siguiente manera: <ol style="list-style-type: none"> <li>i. UPME emita concepto de viabilidad técnica y financiera de los proyectos que se financien</li> </ol>

		<p>con cualquier recurso público para electrificación rural;</p> <p>ii. Coordinar con el IPSE la función de hacer seguimiento a los proyectos financiados con recursos del FAZNI.</p>
3. Centralización de la información de la electrificación rural.	Corto plazo (2021-2022)	<p>1. Modificar el Decreto 1073/15 para crear la Ventanilla Única:</p> <p>i. IPSE la función de desarrollar la ventanilla única de información y administración del banco de proyectos para centralizar todas las iniciativas destinadas a la electrificación rural;</p> <p>ii. Establecer que esta ventanilla única deberá interactuar y ser compatible tecnológicamente con las demás bases de datos que administran recursos públicos (principalmente con BPIN para recursos de regalías).</p> <p>2. Creación del Gestor de información de electrificación (energización) rural:</p> <p>i. CREG reglamentará la actividad del gestor de información, definirá el ingreso regulado, el régimen de integración vertical, las funciones que desarrollará y el mecanismo competitivo a través del cual se elegirá el agente quién deberá constituirse como ESP una vez resulte adjudicada.</p> <p>ii. CREG determinará los estándares de telemedición o micromedición para que el gestor de información pueda captar los datos necesarios. Adicionalmente, la CREG reconocerá dentro de la tarifa el componente de inversión y AOM asociado</p> <p>iii. IPSE continuará operando el Centro Nacional de Monitoreo mientras la CREG reglamenta la actividad de gestor de información y facilitará la migración de la información.</p> <p>iv. FENOGE financiará con recursos no reembolsables la instalación de telemetría o micromedición en las soluciones individuales o microrredes que ya están en funcionamiento.</p> <p>3. MME podrá complementar este lineamiento de política energética, fijar metas, definir la gradualidad de su implementación y hacer análisis de impacto normativo.</p>
4. Centralización de fondos – Fonenergía	Mediano plazo (2021-2025)	<p>1. Proyecto de Ley</p> <p>i. Derogar los artículos 63 (PRONE) y 118 (FOES) de la Ley 812 de 2003 y el artículo de la Ley 1117 de 2006, 105 de la Ley 788 de 2002 (FAER) y 82 de la Ley 633 de 2000 (FAZNI)</p> <p>ii. Unificar los diferentes objetivos en un único fondo, determinar las fuentes de recurso de este único fondo, permitir la articulación con fuentes externas de financiación como regalías u obras por impuestos, y transferir al Gobierno Nacional la facultad de reglamentar la priorización y determinación de los rubros</p>

		financiables siempre y cuando cumplan con el criterio de destinación específica de los recursos para electrificación rural.
5. Expansión cobertura de gas y sustitución de leña	Corto plazo (2021-2022)	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Modificar el Decreto 1073/15 para: <ol style="list-style-type: none"> <li>i. Añadir al Título II (Sector Gas Natural) un capítulo que desarrolle la planeación de la expansión del servicio de gas combustible a través del Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Gas Combustible y su interrelación con el PIEC y los PNERs.</li> <li>ii. Complementar el Capítulo 5 (Capítulo 5 Fondo Especial Cuota De Fomento De Gas Natural) del Título II (Sector gas natural) del Decreto 1073/15 para detallar los rubros financiables con el fondo e incluir las redes internas.</li> </ol> </li> </ol>
6. Nueva focalización de subsidios de solidaridad	Mediano plazo (2021-2025)	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Coordinación con el DNP y el Ministerio de Vivienda por tratarse un tema transversal de servicios públicos domiciliarios la modificación de: <ol style="list-style-type: none"> <li>i. Los artículos 89, 99 y 102 de la Ley 142 de 1994;</li> <li>ii. El artículo 3 de la Ley 1117 de 2006 (modificado por el art. 1 de la Ley 1428 de 2010 y prorrogado por el art. 17 de la Ley 1753 de 2015); y el artículo 104 de la Ley 1873 de 2017.</li> </ol> </li> </ol>

#### Seguimiento agendas- intervención activa

- Revisión Resolución CREG 091 de 2007 en agenda regulatoria indicativa CREG I semestre 2021. Resolución definitiva para soluciones fotovoltaicas individuales (Res. CREG 137/20). Inclusión de indicadores de calidad. Debe considerar soluciones individuales de diferentes tecnologías.
- Implementación recomendaciones estudio UPME sustitución de leña.
- Coordinación con DNP. Min Vivienda y demás involucrados en actual revisión integral de los esquemas de subsidios en servicios públicos.
- Actualización del RETIE que incluya estándares diferenciales de instalación de microrredes y soluciones individuales.

#### Seguimiento agendas- intervención pasiva

- Seguimiento evolución implementación Resolución CREG 015 de 2018, aplicación de indicadores de calidad

## Análisis propuestas específicas foco 4

En el análisis de las propuestas de foco 4, se identificaron 83 elementos específicos que se agruparon en los siguientes subtemas:

1. Aumento de cobertura eléctrica y Mejoramiento de la calidad.
2. Cobertura de gas y sustitución de leña.
3. Fondos eléctricos.



Tabla 26. Taxonomía propuestas Foco 4

<b>Recomendación de la MTE</b>		
<b>4</b>	<b>1 y 2</b>	<b>Aumento de la cobertura eléctrica - Mejoramiento de la Calidad</b>
4	1 1	Planificación integrada de referencia
4	1 2	Coordinación y centralización de las responsabilidades y fortalecimiento de las capacidades para la planificación
4	1 3	Plan de electrificación integrado SIN y ZNI
4	1 4	Modelo avanzado de planificación geo-referenciado
4	1 5	Marco Regulatorio
4	1 5	Definición de las áreas de responsabilidad
4	1 5	Zonificación adecuada para establecer los responsables de última instancia
4	1 5	Sistema de concesionario
4	1 5	Incorporación de los operadores incumbentes
4	1 5	Valoración del componente social en plan de electrificación
4	1 5	Condiciones mínimas para el suministro eléctrico
4	1 5	Remuneración regulada del servicio eléctrico para soluciones aisladas
4	1 5	Iniciativas privadas/ concesiones
4	1 5	Coexistencia de las soluciones aisladas con el SIN
4	1 6	Cobertura de gas combustible
4	1 6	Coordinación de decisiones de política
4	1 6	Coordinación en la planificación
<b>Mejoramiento de la Calidad</b>		
4	2 1	Principios de neutralidad, solidaridad y redistribución para usuarios rurales y urbanos
4	2 2	Considerar la ruralidad del área suministrada y definir 3 niveles de SAIDI y SAIFI para cada operador o ZNI
4	2 3	Establecer un CENS para referenciar la calidad objetivo
4	2 4	Cargo adicional por mayor calidad del servicio (Usuarios industriales o comerciales)
4	2 5	Especificar un criterio objetivo de fiabilidad. (nivel de calidad razonable y adaptado a las circunstancias particulares de cada sistema aislado)
4	2 6	Revisión de la metodología de metas, incentivos y penalizaciones. (5 años de transición mientras se hacen estudios cuantitativos)
4	2 7	Obligatoriedad de instalación de sistemas telemétricos a nivel circuito y transformador del SIN y microrred en las ZNI
4	2 8	Mejoramiento de análisis de calidad del servicio por parte de CREG y SSPD
4	2 9	Fortalecimiento de los mecanismos de reporte de información en general
4	2 10	Adecuación de la infraestructura para la transformación energética
4	2 11	Actualización del catálogo de unidades constructivas (Coordinación foco 3)
4	2 12	Sistemas de revisión bienal para verificar cambios en precios y tecnologías
4	2 13	Estándares para los consumidores de GD para asegurar la calidad de la onda
4	2 14	Modelos de estructuración por zona (clima, cultura y productividad)
<b>4</b>	<b>3</b>	<b>Cobertura de gas combustible</b>
4	3 1	Medidas administrativas - coordinación, planificación, estructuración y dinamización de la expansión
4	3 2	Seguimiento y control - actualización del SUNA, acceso a la información por parte de la CREG y SSPD y control de costos
4	3 3	Medidas Legales - plan de desmonte de la cuenta de fomento
4	3 4	Sustitución de leña - Estudio para la formulación un programa actualizado de sustitución progresiva de leña como energético en el sector residencial en Colombia, con los componentes necesarios para su ejecución UPME
<b>4</b>	<b>3</b>	<b>Fondos eléctricos</b>
4	3 1	Centralización, especialización y fortalecimiento de la política pública
4	3 2	Planificación y remuneración de los sistemas de distribución
4	3 3	Ventanilla Única
4	3 4	Viabilización de proyectos
4	3 5	La estructuración y la ejecución de proyectos este bajo el mismo responsable.
4	3 6	Gobierno corporativo y mecanismo de coordinación para la aprobación de proyectos
4	3 7	Unificación de criterios y de información
4	3 8	Sistema de telemetría y georreferenciación (SIMEC)

4	3	9	Mecanismos de verificación, seguimiento y esquemas de sostenibilidad
4	3	10	Gestor de información
4	3	11	Agencia de Infraestructura Energética
4	3	12	Unificación de Fondos, unificar el FAZNI y FAER. Fondo Único de Energía
4	3	13	Focalización de Fondos

Fuente: Elaboración propia.

## 4.1. Aumento de cobertura eléctrica y mejoramiento de la calidad

Tabla 27. Propuestas cobertura eléctrica

Cobertura eléctrica	
Planificación integrada de referencia	Marco Regulatorio
Profundización de la estrategia de coordinación, centralización de responsabilidades y fortalecimiento de capacidades.	Definición de áreas de responsabilidad
Revisar los planes de expansión existentes para el SIN y las ZNI.	Zonificación adecuada que permita definir responsables de última instancia.
Análisis tecno-económico de las opciones con menor costo de electrificación.	Articulado con la información de los demás sectores.
Análisis del energético de cocción más eficiente en el plan de costo mínimo.	Regionalización a partir de la presencia de los OR.
Flexibilización entre el sistema interconectado y lo distribuido.	Asignación de cada área de responsabilidad a un concesionario.
Política energética y regulación para determinar los niveles iniciales de conexión, fiabilidad y calidad del servicio.	Establecer una entidad responsable de llevar la energía a cada colombiano.
Planes de electrificación sujetos a restricciones medioambientales (limitar la utilización de combustibles fósiles).	Facilitar la incorporación de los operadores incumbentes. El operador existente contiguo a una zona por electrificar sea el concesionario de la zona.
	Valoración de la componente social de un plan de electrificación.
	El concesionario es el suministrador por defecto y también suministrador de último recurso, en la totalidad de la zona.
	Las desviaciones deben penalizarse y premiarse levemente si se exceden los objetivos.
	Uniformidad tarifaria - Política energética.
	Operadores independientes – negociar tarifas y operar la microrred o registrar ante la CREG el proyecto de microrred.
	Sistemas individuales – <i>utility like</i> , compensación por <i>viability gap</i>
	Coexistencia de las soluciones aisladas con el SIN
	Gestionada por el OI con posibilidad de intercambiar energía en el punto de interconexión.
	Microrred regulatoriamente independiente, conectada a la red e intercambiando energía a precios regulados.
	El OI transfiere la propiedad de los activos de red al concesionario - se convierte en productor independiente. Precios regulados.

Fuente: Elaboración propia

Tabla 28. Propuestas mejoramiento de la Calidad

Mejoramiento de la calidad	
Considerar la ruralidad del área suministrada y definir 3 niveles de SAIDI y SAIFI para cada operador o ZNI.	Obligatoriedad de sistemas telemétricos SIN y ZNI – microrredes (supervisión y control de la CREG y SSPD).
Establecer un CENS para referenciar la calidad objetivo. Distintos niveles de calidad para cada zona. Distinguir entre valores objetivo y penalizaciones e incentivos.	Incentivos regulatorios para fomentar la modernización del sector. (AMI)
Cargo adicional por mayor calidad del servicio (Usuarios industriales o comerciales).	Actualización del catálogo de unidades constructivas.
Objetivo de fiabilidad, mínimo nivel de calidad razonable. Tiempo mínimo de reposición para sistemas solares individuales (pagar por la energía disponible y no consumida).	Estándares para los consumidores de GD para asegurar la calidad de la onda.
Revisión de la metodología de metas, incentivos y penalizaciones. (5 años de transición mientras se hacen estudios cuantitativos).	Modelos de estructuración por zona (clima, cultura y productividad).

Fuente: Elaboración propia

#### 4.1.1. Análisis a propuestas aumento de cobertura eléctrica y mejoramiento de la calidad

Las propuestas de los expertos del Foco 4 de la MTE se fundamentan en considerar, dentro de la planificación para el aumento de la cobertura, la evolución tecnológica que habilita diversas alternativas de suministro. Estos nuevos desarrollos tecnológicos y alternativas de prestación del servicio permiten a su vez repensar la separación tradicional de la política pública, la planeación y la regulación del sector entre el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y las Zonas No Interconectadas (ZNI). Se entiende que nuevas alternativas como las soluciones individuales y las microrredes deben ser consideradas en una planeación integrada de referencia, centralizada en la UPME.

El marco regulatorio deberá dar las señales para propender por la ampliación de cobertura realizada por operadores con vocación de permanencia, con experiencia, conocimiento del negocio y capital adecuado. En este sentido, deberá fomentarse la participación de los actuales operadores de red en la expansión de cobertura, considerando dentro de la base de activos remunerados, alternativas diferentes a la expansión de la red, tales como soluciones individuales o microrredes. Lo anterior implicaría que tanto el marco regulatorio, como las reglas para la aplicación de subsidios se ajusten a cada una de las nuevas alternativas de prestación del servicio.

En la medida en que se habilite a los Operadores de Red desarrollar la expansión mediante nuevas soluciones, el uso de fondos para el fomento de la expansión de la cobertura debería optimizarse. Ahora bien, dado que no se puede garantizar que los operadores de red abarquen todas las necesidades de expansión de cobertura a nivel nacional, se propone la asignación de áreas de responsabilidad, para cuya definición se presentan diferentes alternativas. Estas áreas de responsabilidad se adjudicarían a través de modelos de

concesión, de manera que el adjudicatario es el prestador de última instancia en su zona de responsabilidad. Se busca en principio que las concesiones puedan ser ofrecidas a los operadores de red incumbentes, cercanos a las zonas de responsabilidad, y en la eventualidad de que éstos no acepten o no manifiesten interés por la concesión, se proceda a la adjudicación mediante un proceso abierto y competitivo.

Dado que se integraría la planeación y regulación de SIN y ZNI, contemplando extensiones de red, soluciones individuales y microrredes, se sugiere que la remuneración de la prestación del servicio en ZNI se asemeje a lo ya establecido en la regulación para el SIN. Con la misma lógica conceptual de la Resolución CREG 015 de 2018, se establecerían cargos regulados para todas las soluciones de expansión disponibles, que remuneren las inversiones y la operación y mantenimiento en las mismas. Así mismo, se replicaría la lógica del establecimiento de indicadores de calidad de la misma resolución, ajustándolos a las particularidades de la prestación del servicio en zonas aisladas.

A continuación, se hacen algunas consideraciones que surgen del análisis que se llevó a cabo con las entidades que hacen parte de la Secretaría Técnica de la MTE:

- El Ministerio de Minas y Energía, la UPME y el IPSE vienen analizando las propuestas de los expertos de la MTE tanto en Foco 4, como en Foco 5 referentes a las reformas institucionales propuestas que centralizarían la planeación en la UPME y enfocarían el rol del IPSE como estructurador de proyectos.
- El Ministerio de Minas y Energía espera publicar en el corto plazo lineamientos para habilitar la inclusión de soluciones diferentes a las extensiones de red, como parte de la base de activos remunerados a los Operadores de Red.
- La agenda regulatoria indicativa del regulador, para el año 2021, incluye la revisión de la remuneración de la prestación del servicio de energía eléctrica en zonas no interconectadas, "Metodología general en ZNI". Se espera que las recomendaciones de la MTE sean consideradas en el análisis que hacen parte de esta revisión.
- La CREG, con la emisión de la Resolución 166 de 2020, por la cual se define una tarifa transitoria para el servicio de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas, y la Resolución 137 y la Resolución 137 de 2020 en consulta, introduce una lógica para la remuneración de soluciones fotovoltaicas individuales. Se espera que la revisión en estudio de la Resolución 091 de 2007 incluya el marco tarifario para soluciones individuales a nivel general y que se aborde la posibilidad de incluir soluciones mediante microrredes. Aspectos específicos que requieren profundización en el entendimiento y funcionamiento de alguna o varias de las alternativas de electrificación, se sugiere que sean implementados mediante el uso de areneras de innovación como un paso relevante en su diseño, implementación y remuneración.
- El esquema propuesto de zonificación y asignación de áreas de responsabilidad, así como el modelo concesional debe ser estudiado en conjunto con la evaluación de ajustes necesarios al esquema sostenible de gestión o área de servicio exclusivo.
- En esencia, los expertos de Foco 4 de la MTE reconocen las bondades que en términos de mejoras a la calidad a nivel del SIN se esperan de la implementación de indicadores SAIFI y SAIDI incorporados en la Resolución CREG 015 de 2018. Aunque es evidente que los beneficios de su implementación aún no se pueden evaluar, se considera oportuno hacia adelante considerar posibles ajustes como la aplicación de un valor diferencial de objetivo de reducción para cada operador, así como la aplicación de

incentivos y penalizaciones diferenciales también por cada operador. Esta diferenciación puede incluso no ser suficiente en casos de operadores que simultáneamente son responsables del suministro en zonas rurales y urbanas, más aún, si como se propone, los operadores participen como suministradores en ZNI. Se requerirá entonces el establecimiento de indicadores de calidad diferentes para cada operador y por tipo de zonas de prestación del servicio (rural, urbana, ZNI).

- Se sugiere la construcción de un indicador estándar de costo de energía no suministrada, CENS de referencia, igual para todas las tecnologías y tipos de prestación del servicio (extensión de red, soluciones individuales, microrredes), que permitirá la definición de indicadores de calidad para cada zona. En esencia, establecer los estándares de calidad aceptables para cada zona, y que un modelo de optimización establezca el modo de electrificación adecuado. Establecido el costo, tipo de solución, previa definición de los indicadores de calidad, se aplicaría la misma lógica de regulación de la calidad presente en la Resolución CREG 015 de 2018, con valores objetivo, penalizaciones e incentivos diferenciados para cada zona electrificada.
- Los contratos y la regulación de la prestación del servicio en ZNI, debe incluir indicadores de calidad, que consideren las particularidades de las soluciones a implementar y de prestación del servicio. Si el proyecto se concibe para la prestación interrumpida del servicio, los indicadores de calidad, penalizaciones e incentivos deben aplicarse a las horas de suministro comprometidas en el proyecto.
- Para el seguimiento de la calidad de la prestación del servicio, se considera fundamental la obligatoriedad, para sistemas actuales y futuros, de telemetría a nivel de circuito y transformador en el SIN y de microrredes en ZNI para facilitar la labor de supervisión y monitoreo de los niveles de calidad.

#### *4.1.2. Aplicación de criterios a propuestas aumento de cobertura eléctrica y mejoramiento de la calidad*

- **Criterio 1:** Las propuestas de los expertos de la MTE están siendo consideradas en las agendas normativas de corto plazo. Se esperan lineamientos de política en el corto plazo, referentes a la posibilidad de incluir en la remuneración de la actividad de distribución, la expansión de la cobertura a través de soluciones diferentes a la extensión de la red. Lineamientos de política adicionales deben considerar el análisis de las propuestas de zonificación y asignación de áreas de responsabilidad a través de la adjudicación de concesiones, en donde la participación de los actuales Operadores de Red se considera fundamental. Se espera que la revisión integral que realiza la CREG a la metodología general en ZNI incluya, como ya se introdujo para soluciones individuales fotovoltaicas, otras alternativas.
- **Criterio 2:** adicional a los aspectos que ya están siendo considerados para implementación en el corto plazo, se requiere acometer la reforma institucional propuesta por los expertos de la MTE en Focos 4 y 5. Un análisis más detallado de estas reformas se abordará más adelante en este documento.
- **Criterio 3:** las propuestas se fundamentan en una lógica secuencial que parte de las reformas institucionales, la planeación integrada de referencia, la

implementación de un modelo concesional, y el tratamiento regulatorio a la prestación del servicio en zonas ZNI con criterios similares al SIN. Las actividades de corto plazo, analizadas en el criterio 1, deben considerar la evaluación de esta lógica secuencial.

- **Criterio 4- Elementos habilitadores:** emisión de lineamientos de política acompañados de la revisión del Decreto único reglamentario del sector, revisión y ajustes al funcionamiento de las áreas de servicio exclusivo y análisis de propuestas para la implementación de concesiones. Nuevo marco regulatorios para ZNI a cargo de CREG se espera para el primer semestre de 2021.
- **Criterio 5:** se espera que los lineamientos de política y el marco regulatorio se ajusten previo a la finalización del periodo de actual gobierno.

#### 4.1.3. Hoja de ruta para propuestas aumento de cobertura eléctrica y mejoramiento de la calidad.

Tabla 29. Hoja de ruta propuestas aumento de cobertura y calidad de energía eléctrica

Cobertura eléctrica	Fecha de inicio	Fecha Final
Revisión integral de la regulación, resolución CREG 091 de 2007	1/01/2021	31/12/2021
Lineamientos de política (remuneración de la actividad de distribución, la expansión de la cobertura a través de soluciones diferentes a la extensión de la red, zonificación y asignación de áreas/concesiones)	1/01/2021	31/12/2022
Borrador de Decreto el cual establece las condiciones para que un OR pueda ampliar su cobertura sin que haya una conexión física: en desarrollo MME y CREG	1/06/2020	1/06/2021



## 4.2. Expansión cobertura de gas y sustitución de leña

Tabla 30. Propuestas expansión cobertura gas y sustitución de leña

Cobertura gas combustible		
Medidas administrativas	Seguimiento y control	Sustitución de Leña
Coordinación de decisiones de política, viviendas nuevas con que cuenten con sistemas eficientes de cocción. Línea de financiación por el FENOGÉ. ( <b>CONPES o Decreto</b> ).	Mantener señales adecuadas con control de costos para mantener niveles de eficiencia.	Estufas eléctricas, análisis de frontera eficiente de cocinar con gas o con electricidad.
UPME como planificadora de programas de sustitución de leña o lineamientos de expansión de cobertura con gas combustible en coordinación con el PIEC. Coordinación de energía eléctrica y de gas PNER.	<b>Medidas Legales:</b> Plan de desmonte de la cuenta de fomento.	Programa piloto de subsidios de GLP a municipios de la Región Pacífica o Caribe.
Fortalecimiento de estructuración de proyectos.		
Dinamización de la expansión de gas natural a través del FECFGN. Revisión de los niveles de cofinanciación de las conexiones de usuarios de estratos 1 y 2 actuales. Focalización de proyectos.		
<b>Seguimiento y control:</b> Actualización tecnológica del SUNA, acceso a esta información por parte de la CREG y la SSPD.		

Fuente: Elaboración propia.

### 4.2.1. Análisis de propuestas de expansión cobertura de gas y sustitución de leña

- Las recomendaciones respecto a la expansión de cobertura de gas combustible están, en general, enfocadas en la coordinación institucional, fortalecimiento de la planeación y de la estructuración de proyectos, utilización óptima de los fondos de fomento disponibles y a la disponibilidad de información. Todas las medidas sugeridas son de relativa fácil implementación y se sugiere que su revisión y análisis sean considerados por el Ministerio de Minas y Energía previo a la publicación de las señales de política pública anunciadas en su agenda regulatoria del año 2021, bajo el título “Lineamientos de política energética para incentivar la demanda de consumo de gas natural combustible.”
- Respecto a los programas de sustitución de leña, debe profundizarse en el estudio de las recomendaciones de la MTE, acompañado de las recomendaciones específicas que surgieron del estudio contratado por la UPME en el año 2019, “para formulación de un programa actualizado de sustitución progresiva de leña como energético en el sector residencial en Colombia”, que de manera detallada describe planes de sustitución a corto, mediano y largo plazo (2020-2050),

definición de tecnologías, programa nacional de Biogás, subsidios y fuentes y mecanismos de financiación.

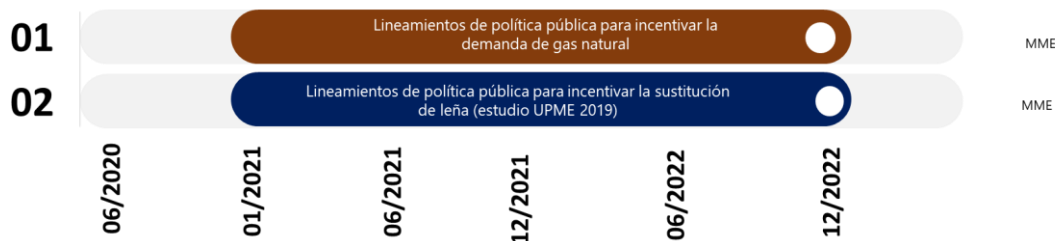
#### 4.2.2. Aplicación de criterios a propuestas de expansión cobertura de gas y sustitución de leña

- **Criterio 1:** el análisis de las propuestas estará considerado en el corto plazo. Las iniciativas para la expansión de la cobertura de gas combustible deberán ser analizadas en el estudio que soporte la emisión de lineamientos de política pública para incentivar la demanda de gas natural que está incluida en la agenda regulatoria del Ministerio de Minas y Energía para el año 2021.
- **Criterio 2:** el análisis de las propuestas de la MTE y las conclusiones del estudio contratado por la UPME en el año 2019, respecto a sustitución de leña, son bases para la definición de lineamientos de política pública que se requiere expedir en el corto plazo en esta materia.
- **Criterio 3:** la viabilidad de las propuestas está supeditada a la garantía de suficiencia en el suministro de gas natural para abastecer el crecimiento potencial de la demanda. Las implementaciones de las recomendaciones analizadas en las propuestas de reforma en la sección referente al Foco 2 son prerrequisito para la efectiva expansión de la cobertura.
- **Criterio 4- Elementos habilitadores:** emisión de lineamientos de política pública para incentivar la demanda de gas y la sustitución de leña.
- **Criterio 5:** se espera que los lineamientos de política se emitan previo a la finalización del periodo de actual gobierno.

#### 4.2.3. Hoja de Ruta propuestas cobertura de gas y sustitución de leña

Tabla 31. Hoja de ruta propuestas expansión cobertura de gas y sustitución de leña

Cobertura de gas y sustitución de leña	Fecha inicio	Fecha Final
Lineamientos de política pública para incentivar la demanda de gas natural	1/01/2021	31/12/2022
Lineamientos de política pública para incentivar la sustitución de leña (estudio UPME 2019)	1/01/2021	31/12/2022





### 4.3. Fondos eléctricos

Tabla 32. Propuestas de fondos eléctricos

Fondos eléctricos			
Reorganización institucional, centralización, especialización y fortalecimiento en las instancias de política pública	Unificación de criterios y de información	Información	Medidas Legales
Supresión de la función de planificación sectorial en cabeza del IPSE.	Unificación de criterios de estructuración y viabilización de proyectos.	Todos los proyectos que financien los fondos energéticos deben tener sistemas de telemetría y georreferenciación – SIMEC -.	Reorganización institucional, figura de una Agencia de Infraestructura Energética.
Centralizar la asistencia directa o técnica en un solo órgano. Ventanilla única de proyectos. <b>(Decreto)</b>	Obligatoriedad de establecer el esquema de sostenibilidad que garantice la adecuada prestación del servicio.	<b>Medidas de control</b> Mecanismos de verificación y esquemas de sostenibilidad.	Unificación de Fondos, unificar el FAZNI y FAER. Fondo Único de Energía.
Planificación y viabilización de proyectos bajo una sola entidad. (Resolución del MME o decreto).	Ventanilla única para el control de los proyectos desde la presentación hasta la culminación.	Mecanismos de seguimiento de los proyectos.	<b>Focalización de Fondos</b> , FAZNI y FAER destinados a financiar proyectos concretos o estructurados por el IPSE. Proyectos estratégicos. Priorización de proyectos por equidad en poblaciones o centros poblados.
La estructuración y la ejecución de proyectos este bajo el mismo responsable. (Resolución o Decreto)		<b>Medidas Regulatorias:</b> Vía regulatoria definir un gestor general que consolide la información de XM con el resto o adicionar esta función a XM	
Gobierno corporativo y mecanismo de coordinación para la aprobación de proyectos (Resolución MME o Decreto).			

Fuente: Elaboración propia.

#### *4.3.1. Análisis de reformas a los fondos eléctricos*

Los expertos de Foco 4 de la MTE hacen un riguroso y detallado análisis de diagnóstico del cumplimiento de los objetivos de ampliación de cobertura y mejoramiento de la calidad de los diferentes fondos energéticos administrados por el Ministerio de Minas y Energía. Este diagnóstico permite evidenciar dificultades que van desde problemas de consistencia en la información, hasta retos en el control y seguimiento al uso de los recursos. Se proponen medidas administrativas y legales para abordar soluciones a esta problemática:

- Supresión de la función de planificación sectorial a cargo de IPSE que se dedicará exclusivamente a la estructuración directa o la asistencia técnica a terceros en la estructuración de proyectos. Para este efecto, se requerirá una reforma de la estructura organizacional de la entidad, el fortalecimiento técnico y la reorganización de la planta de personal. El nuevo IPSE estará encargado de la implementación de la ventanilla única de proyectos del sector energía que cubra la estructuración y soporte técnico a proyectos a desarrollar con financiamiento de los fondos y demás fuentes de financiación. El IPSE estará también a cargo del seguimiento a los proyectos.
- Como se presentó anteriormente en este documento y se tratará en las reformas institucionales propuestas en el Foco 5 de la MTE, la UPME centralizará la planeación integrada de referencia del sector. Adicionalmente, consistente con su rol de planeación, estará a cargo de la viabilización de los proyectos, evaluando su consistencia entre lo planeado y lo que se va a ejecutar. Se propone la expedición de un acto administrativo que unifique los criterios para dar viabilidad a un proyecto, según su objeto sea mejoramiento, sustitución de energéticos o eficiencia energética. Los criterios deben ser aplicables a proyectos que se apalancarán en los fondos o mediante cualquier otra fuente de financiación.
- Se propone contar con un agente especializado en la centralización y gestión de la información del sector. Del análisis de la propuesta, el equipo consultor de la segunda fase de la MTE y la coordinación de la misma, proponen que estas funciones se asignen a través de un mecanismo competitivo.
- Con respecto a la unificación de fondos, no del total de fondos como ha sido analizado, sino integrando específicamente los fondos de oferta FAZNI, FAER, PRONE, esta propuesta ya está siendo considerada y se espera incluida en el proyecto de Ley de crecimiento limpio, actualmente en construcción.
- Dado que se espera habilitar a los Operadores de Red o en su defecto concesionarios privados a incluir dentro de la base de activos remunerados, activos que promuevan la expansión a través de soluciones individuales y microrredes, se esperará también que el uso de los fondos a futuro se dirija a apalancar soluciones en aquellas zonas poco atractivas para la inversión privada. La UPME identificará estas zonas, IPSE estructurará las soluciones garantizando su viabilidad técnica, financiera, social y ambiental.
- Todas las medidas propuestas están siendo analizadas conjuntamente por el Ministerio de Minas y Energía, la UPME y el IPSE, quienes están diseñando una

hoja de ruta para su implementación. Las reformas propuestas fundamentalmente requieren lineamientos de política pública o ajustes al marco normativo actual mediante la expedición de decretos o resoluciones en cabeza del gobierno nacional. Las alternativas específicas de herramientas normativas habilitadoras hacen parte del análisis jurídico que se lleva de manera paralela a esta revisión técnica como parte de la segunda fase de la MTE.

- 

#### 4.3.2. Aplicación de criterios a las reformas de los fondos eléctricos

- **Criterio 1:** las propuestas hacen parte de la agenda institucional de corto plazo.
- **Criterios 2:** no se considera que para la implementación del grueso de las propuestas se requiera de estudios adicionales. Sin embargo, las reformas institucionales requieren, al interior de cada entidad, de un análisis de disponibilidad de recursos, plantas de personal, fortalecimiento técnico, etc., previo a la implementación de las reformas.
- **Criterio 3:** las propuestas del Foco 4 de la MTE siguen una lógica secuencial para su implementación. La focalización de fondos por sí sola no garantiza una mejor ejecución. Se requiere previamente de las reformas institucionales y regulatorias analizadas que se traduzcan en eficiencias en la asignación de recursos, la estructuración, viabilización y seguimiento al desarrollo de proyectos. De implementarse, lo anterior evidenciará el verdadero requerimiento de fondos a futuro.
- **Criterio 4- Elementos habilitadores:** modificaciones al Decreto único reglamentario del sector, expedición de decretos y resoluciones a cargo del gobierno nacional y el Ministerio de Minas y Energía. Consolidación de FAZNI, FAER y PRONE mediante Ley.
- **Criterio 5:** se espera que los lineamientos de política se emitan previo a la finalización del periodo de actual gobierno.

#### 4.3.3. Hoja de ruta para las reformas de los fondos eléctricos

Tabla 33. Hoja de ruta reformas a fondos eléctricos

Fondos Eléctricos	Fecha de inicio	Fecha Final
Análisis interno en las entidades en cuanto a reformas institucionales	1/01/2021	31/12/2021
Reformas institucionales y regulatorias para la eficiente asignación de recursos, estructuración, viabilización y seguimiento al desarrollo de proyectos.	1/01/2021	31/12/2022
Modificaciones al Decreto único reglamentario del sector	1/01/2021	31/12/2022
Consolidación de FAZNI, FAER y PRONE mediante Ley	1/01/2021	31/12/2022
Ley de crecimiento limpio	1/01/2021	31/12/2021



#### 4.4. Subsidios

Los expertos de foco 4 de la MTE hacen un análisis detallado del funcionamiento del esquema de subsidios que evidencia:

- El FSSRI no cumple con un principio básico de focalización, según el cual los recursos de los subsidios deberían dirigirse a la población de menores ingresos.
- El FSSRI tampoco ha venido cumpliendo con el principio de solidaridad y redistribución con el cual se creó.
- El FSSRI tampoco cumple con el principio de suficiencia financiera (ley 142 de 1994).

El fondo de las recomendaciones presentadas, se sustenta en considerar elementos diferentes o adicionales a la estratificación para la adjudicación de subsidios. En esencia, reducir la población cubierta por los subsidios, buscando garantizar que, en efecto, los beneficiarios de los mismos sean poblaciones vulnerables, en condiciones de pobreza, que sin el beneficio del subsidio no podrían contar con los servicios de energía eléctrica y gas combustible.

Nuevos elementos para la asignación de subsidios, complementarios a la estratificación, como por el ejemplo la información contenida en el SISBEN. Los expertos aseveran: *“Restringir la entrega de subsidios a cierta fracción de hogares con los menores puntajes de SISBEN minimiza las filtraciones de subsidios a hogares que no lo necesitan, al tiempo que protege el nivel de subsidios entregados a los hogares en condición de vulnerabilidad y en esencia balancea las finanzas del FSSRI.”* Así mismo, se menciona que el Plan Nacional de Desarrollo 2018-22, ya contempla la posibilidad de combinar la calificación para la asignación de subsidios por estrato y SISBEN.

De las reuniones de análisis con las entidades pertenecientes a la Secretaría Técnica de la MTE, en especial de acuerdo con lo manifestado por el DNP, la temática de la revisión integral al esquema de subsidios, que incluye el esquema de asignación descrito anteriormente y que trasciende a los sectores de energía eléctrica y gas combustible, viene siendo analizada. Sin embargo, dadas las implicaciones sociales y económicas derivadas de la afectación de la pandemia por COVID-19, se entiende que modificaciones al esquema actual de subsidios podrían dilatarse.

Dadas las condiciones analizadas, no se presenta una hoja de ruta para la implementación de las recomendaciones de la MTE en esta temática. Sin embargo, vale la pena mencionar que el análisis presentado por los expertos y las recomendaciones emitidas, el diagnóstico y propuestas se consideran de la mayor relevancia y debe ser socializado y discutido con el gobierno nacional, el DNP y demás entidades encargadas en la actualidad de la mencionada revisión al esquema de subsidios.

## 5. Foco 5: Institucional y Regulatorio

### Acciones a implementar:

Emisión de Lineamientos de Política Pública		
Propuesta	Temporalidad	Habilitador normativo
1. Uso de areneras para permitir la innovación de productos, modelos de negocio y servicios.	Corto plazo (2021-2022)	<p>1. Modificación Decreto 1073/15 para incorporar una política pública en el siguiente sentido:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>i. La CREG reglamentará la figura de "areneras regulatorias" con el fin de determinar si una nueva función se somete o no a regulación por parte de la CREG</li> <li>ii. Incluir en la memoria justificativa del Decreto las funciones que se pueden acoger</li> </ul> <p>2. El MME podrá complementar este lineamiento de política energética, fijar metas, definir la gradualidad de su implementación y hacer análisis de impacto normativo ex post de la regulación adoptada para ajustar la política.</p>
2. Desintegración de actividades en energía eléctrica.	Corto plazo (2021-2022)	<p>1. Modificar Decreto 1073/15 con lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>i. La CREG realizará un análisis de impacto normativo con el fin de evaluar las alternativas para introducir la desintegración vertical de actividades reguladas y las actividades en competencia.</li> <li>ii. La CREG realizará un análisis de impacto normativo con el fin de evaluar las alternativas para introducir reglas de desintegración vertical entre actividades en competencia, respecto de aquellos prestadores que tengan posición dominante en alguno de estos.</li> <li>iii. La SSPD priorizará, en el ejercicio de sus funciones de inspección, vigilancia y control, lo concerniente a las reglas de comportamiento de mercado establecidas en las Resoluciones CREG 080 y 130 de 2019 y demás regulación vigente relacionadas con conflicto de interés, flujo de información centralizada, compartir información sensible, distorsión del funcionamiento eficiente del mercado, subsidios cruzados y separación contable. Asimismo, retroalimentará a la CREG sobre las oportunidades de mejora de la regulación vigente.</li> </ul> <p>2. El MME podrá complementar este lineamiento de política energética, fijar metas, definir la gradualidad de su implementación y hacer análisis de impacto normativo ex post de la regulación adoptada para ajustar la política.</p>
3. Desintegración de actividades en gas natural	Corto plazo (2021-2022)	<p>1. Modificación Decreto 1073/15 con el fin de promover la competencia en el siguiente sentido:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>i. La CREG realizará un análisis de impacto normativo para introducir la desintegración vertical de actividades reguladas y las actividades en competencia y procederá a ajustar la regulación.</li> <li>ii. La CREG realizará un análisis de impacto normativo para introducir reglas de desintegración vertical entre actividades en competencia, respecto de aquellos prestadores que tengan posición dominante en alguno de estos, y procederá a ajustar la regulación.</li> <li>iii. La SSPD priorizará en el ejercicio de sus funciones de inspección, vigilancia y control, respecto de las reglas de comportamiento de mercado establecidas en la</li> </ul>

		<p>Resolución CREG 080 de 2019 y demás regulación vigente relacionadas con conflicto de interés, flujo de información centralizada, compartir información sensible, distorsión del funcionamiento eficiente del mercado, subsidios cruzados y separación contable. Asimismo, retroalimentará a la CREG sobre las oportunidades de mejora de la regulación vigente para la realización del análisis de impacto normativo.</p> <p>2. El MME podrá complementar este lineamiento de política energética, fijar metas, definir la gradualidad de su implementación y hacer análisis de impacto normativo ex post de la regulación adoptada para ajustar la política.</p>
4. Metas estructurales del sector a través del Plan Energético Nacional	Corto plazo (2021-2022)	<p>1. Expedición de una Resolución del MME por medio de la cual se fijen los lineamientos para la elaboración y actualización del Plan Energético Nacional, el cual deberá contener:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>i. Las metas estructurales del sector en aspectos como cobertura, confiabilidad, calidad, pérdidas y reducción de emisiones.</li> <li>ii. El seguimiento a las metas a través de los diferentes planes de mediano plazo como son el PIEC y PIECG, el Plan de Expansión de Transmisión y Generación y el Plan de Abastecimiento de Gas Natural, PNEERS PROURE, entre otros.</li> <li>iii. Actualización del PENS cuando haya cambio de gobierno y nuevo plan de desarrollo.</li> <li>iv. Coordinación entre la UPME, el DNP y el MME para su elaboración conjunta y expedición bajo el liderazgo del MME.</li> </ul>
5. Alertas tempranas para mejorar los procesos de licenciamiento	Corto plazo (2021-2022)	<p>1. Fortalecer las labores de la UPME para la emisión de alertas tempranas y análisis de riesgos en el sector energético y minero, mediante una coordinación institucional con las autoridades ambientales (ANLA y CARS), con la autoridad en materia de Consulta Previa (Mininterior), así como con las autoridades territoriales.</p>
6. Declaratoria de utilidad pública de proyectos estratégicos	Corto plazo (2021-2022)	<p>1. Fortalecer la coordinación institucional entre el MME y el Mininterior respecto del trámite de consulta previa, así como con Presidencia de la República para agilizar la expedición de las Declaratorias de Utilidad Pública e Interés Social en aquellos proyectos priorizados por algún plan de energía o gas.</p>
7. Agilización de trámites de licenciamiento y consulta previa.	Corto y mediano plazo (2021-2024)	<p>1. Expedir una nueva ley para que el Gobierno Nacional pueda actuar en proyectos de interés a fin de evitar retrasos en la fecha de puesta en operación para lograr:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>i. Expedir a través del Ministerio del Medio Ambiente un acto administrativo que determine las condiciones para el licenciamiento ambiental y culmine esta etapa.</li> <li>ii. Expedir a través del Ministerio del Interior un acto administrativo que fije las condiciones para prevenir, corregir o mitigar los efectos sobre la comunidad afectada por el proyecto y culminar esta etapa.</li> </ul>

8. UPME como Oficial de Información del Sector Minero Energético.	Corto plazo (2021-2022)	<p>1. Modificación Decreto 1073/15 que incorpore una política pública en el siguiente sentido:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>i. Todas las entidades del Gobierno que administren información relacionada con los sectores energético y minero, así como los agentes del mercado que administran información centralizada, deberán facilitar el acceso directo a las bases de datos que administren para que el Ministerio de Minas y Energía y la UPME puedan obtener la información en tiempo real.</li> <li>ii. El MME estará a cargo de proveer la infraestructura tecnológica y ponerlo a disposición de la UPME.</li> <li>iii. La UPME tendrá la función de actuar como Oficial de Información Sectorial, lo cual incluye el deber de dar acceso de la información al público de manera que facilite su consulta mediante el uso de tecnologías de inteligencia de negocio, y también de manera que promueva la analítica de datos mediante formato de datos abiertos.</li> </ul>
9. Cambios al Reglamento Interno de la CREG	Corto plazo (2021-2022)	<p>1. Añadir al capítulo 8 del Título III del Decreto 1073/15 (Sector de energía eléctrica) una nueva sección con el título "Gestión Centralizada de la Información del Sector Energético", el cual incorpore una política pública para que se actúe el Reglamento interno de la CREG de conformidad con los siguientes lineamientos:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>i. Publicidad del orden del día, actas y sesiones CREG.</li> <li>ii. Mejora regulatoria y reducción de las normas: Crear un equipo de trabajo dedicado exclusivamente a realizar análisis de impacto normativo, que realice análisis de impacto cuantitativos que sean públicos y que promueva el enfoque de reglas de comportamiento como alternativa a la regulación tradicional.</li> <li>iii. Cumplimiento del cronograma y plazos regulatorios: Reglas claras y previamente definidas para apartarse de la agenda regulatoria y para postergar la expedición de una metodología tarifaria para lo cual se deberán actualizar como mínimo los parámetros esenciales del ingreso regulado.</li> <li>iv. Funcionamiento como junta directiva: Equipo técnico realiza análisis y prepara los documentos para discusión, y los expertos comisionados y el Ministro con información simétrica los discuten y aprueban.</li> </ul>
10. Cambios al funcionamiento de la CREG	Corto plazo (2021-2022)	<p>1. Expedir un Decreto que modifique el 1260 de 2013, en los siguientes aspectos:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>i. Modificar el artículo 7 de las funciones del Director Ejecutivo para eliminar las funciones administrativas.</li> <li>ii. Crear un nuevo articulado en el Capítulo II para crear el cargo de Director Administrativo.</li> <li>iii. Modificar el artículo 3 para establecer límite de dos periodos a la reelección de comisionados</li> </ul>
11. Cambios al funcionamiento de la CREG mediante Ley.	Corto plazo (2021-2022)	<p>1. Expedición de una Ley por la cual se introduzcan los siguientes cambios:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>i. Modificación del artículo 71 de la Ley 142 de 1994 y 21 de la Ley 143 de 1994, para: i) delimitar el alcance de los miembros del Gobierno a 1 sólo; ii) permitir la posibilidad de que Minhacienda y DNP participen en temas que impliquen impacto fiscal con voz y voto; iii) fijar el número máximo de comisionados de dedicación exclusiva; y iv) conformar el tribunal de doble instancia para apelación de tarifas y ejercicio de la función de árbitro en conflicto entre empresas del sector.</li> </ul>



		<ul style="list-style-type: none"> <li>ii. Modificar el artículo 21 de la Ley 143 de 1994 para permitir que expertos en regulación con otras profesiones diferentes a ingeniería, economía y administración, sean elegibles como comisionados.</li> <li>iii. Modificar el artículo 44.2 de la Ley 142 de 1994 para modificar el régimen de inhabilidades de entrada a la CREG.</li> </ul>
12. Fortalecimiento de la Superintendencia de Servicios Públicos	Corto plazo (2021-2022)	<p>Expedición de una Ley con los siguientes cambios:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Modificación del artículo 81 de la Ley 142 de 1994 para: <ul style="list-style-type: none"> <li>i. Confirmar la facultad sancionatoria de 100.000 Salarios mínimos para personas jurídicas y 1.500 para personas naturales.</li> <li>ii. Conformar un órgano asesor de expertos de libre nombramiento y remoción del Presidente, al cual deberá convocar el Superintendente de Servicios Públicos y los Superintendentes Delegados en aquellos casos de imposición de multas a personas jurídicas por valor superior a 50.000 salarios mínimos. Facultar a la Superintendencia a ordenar al prestador la devolución al usuario de los cobros tarifarios realizados en exceso y a reconocer como causal de atenuación de la sanción las devoluciones realizadas por iniciativa del prestador al usuario. Así mismo, dar a la Superintendencia esta facultad en aspectos relativos a la conexión de usuarios y generadores.</li> <li>iii. Derogar el artículo 43 de la Ley 143 de 1994, el cual establece unas sanciones por prácticas anticompetitivas inferiores a las de la Ley 142 de 1994 y la Ley 143 de 1994.</li> </ul> </li> <li>2. Modificación del artículo 121 de la Ley 142 de 1994 para habilitar al Gobierno Nacional a expedir su propio reglamento para las intervenciones que reconozca la realidad de los servicios públicos domiciliarios y las diferencias respecto de la intervención a los bancos.</li> <li>3. Modificar los artículos 132 de la Ley 812 de 2013 y 247 de la Ley 1450 de 2011, para establecer que la Superservicios incrementará el valor de las contribuciones hasta lograr que el Fondo Empresarial cuente con los recursos necesarios para la intervención del agente del mercado de mayor tamaño en caso de situación de riesgo de continuidad del negocio en marcha.</li> </ol>
13. Coordinación entre la Superservicios y la Superintendencia de Industria y Comercio	Corto plazo (2021-2022)	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. El Ministerio promoverá la firma de un convenio interadministrativo que incluya: <ul style="list-style-type: none"> <li>i. Intercambio de funcionarios.</li> <li>ii. Reportes conjuntos entre Grupo de Estudios Económicos de la SIC y Delegatura de Energía y Gas.</li> <li>iii. Acceso a tecnología del laboratorio forense.</li> </ul> </li> </ol>
14. Creación del autorregulador del mercado de energía eléctrica	Corto plazo (2021-2022)	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Dentro de la SSPD debe existir, como un cuerpo de planta y con las debidas capacidades, el Centro Nacional de Monitoreo del Mercado Mayorista (CNM). Este cuerpo debe realizar el monitoreo en tiempo real del comportamiento del mercado mayorista. Dicho cuerpo, con asistencia de la SIC, debe crear un estándar para poder configurar el abuso de posición dominante, así como el de manipulación de precios.</li> <li>2. Expedir una Ley que adicione a la Ley 143 de 1994 en el sentido de incluir la figura autorreguladora de los sectores eléctrico y de gas combustible, tomando como base la Ley 964 de 2005 que creó la figura de la autorregulación en el mercado de valores, esta ley deberá contener:</li> </ol>

		<ul style="list-style-type: none"> <li>i. Delimitación de las facultades normativa, de supervisión y disciplinaria.</li> <li>ii. Entidades del sector obligadas a autorregularse.</li> <li>iii. Requisitos para que la CREG pueda otorgar a un agente el permiso como autorregulador.</li> <li>iv. Remuneración de la actividad a cargo de los agentes obligados.</li> <li>v. Delegación al Gobierno Nacional para reglamentar los demás aspectos.</li> </ul>
15. Reformas a XM S.A. E.S.P. como operador del sistema	Corto plazo (2021-2022)	<p>1. Añadir al capítulo 8 del Título III del Decreto 1073/15 (Sector de energía eléctrica) una nueva sección con el título "Independencia del Administrador del Mercado de Energía Eléctrica", el cual incorpore una política pública en el siguiente sentido:</p> <p>La CREG deberá actualizar la regulación con el fin de profundizar en la independencia del Administrador del Mercado de Energía de su accionista Mayoritario Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P, de conformidad con los siguientes lineamientos:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>i. Independencia de los administradores. Ningún miembro de Junta Directiva podrá tener relación con ISA.</li> <li>ii. No podrá existir unidad de propósito y dirección en los términos de la Ley 122 de 1995 entre XM e ISA.</li> <li>iii. Prohibición de compartir empleados entre XM e ISA. Esta prohibición se extenderá hasta un año después de la terminación del vínculo contractual.</li> <li>iv. Protocolo estricto de neutralidad en el manejo de la información entre XM, ISA y las demás empresas de transmisión y otros agentes del mercado.</li> </ul>
16. Lineamientos sobre el funcionamiento del CAPT	Corto plazo (2021-2022)	1. Expedir una Resolución con el fin de ajustar la composición y funcionamiento del CAPT, en el sentido de lograr una participación de expertos independientes vinculados de manera permanente.
17. Lineamientos sobre el funcionamiento del CAC.	Corto plazo – mediano plazo (2021-2025)	<p>1. Expedir una Resolución con el fin de ajustar la política pública respecto de:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>i. Definir un mecanismo de financiación que garantice pluralidad y que no implique sobre costo a la demanda;</li> <li>ii. Tener una composición basada en pluralidad de los agentes del mercado (usuarios finales, recursos energéticos distribuidos, Escos).</li> <li>iii. Lograr que los acuerdos del CAC sean vinculantes con poder de veto de la CREG.</li> </ul>
18. Lineamientos sobre funcionamiento del CNO	Corto plazo – mediano plazo (2021-2025)	<p>1. Modificación del artículo 37 de la Ley 143 de 1994, con el fin de trasladar al Gobierno Nacional la facultad de determinar la composición del CNO con base en:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>i. Pluralidad de los agentes de mercado y no en función del tamaño de la participación de mercado.</li> <li>ii. Evitar duplicidad de participantes por integración vertical de actividades</li> <li>iii. Vinculación de nuevas actividades tales como recursos energéticos distribuidos, generadores con fuentes de energía renovables</li> <li>iv. Representación de la demanda en el CNO a través del CAC.</li> </ul>
19. Coordinación institucional.	Corto plazo (2021-2022)	1. Como mecanismo de coordinación sectorial, además de la participación cruzada de directores de las entidades del sector en las juntas directivas de las demás entidades, se debe contar con una instancia similar al Comité de Coordinación para el Seguimiento del Sistema Financiero (creado en la Ley 795 de 2003), el cual debe sesionar por lo menos una vez al trimestre y debe tener como Secretario Técnico al Viceministerio de

		Energía. Sus integrantes deben ser el MME, la CREG, la UPME, la SSPD y el nuevo XM.  <i>Nota: El MME expidió a consulta el decreto "Por el cual se crea la Comisión Intersectorial para el Seguimiento de los Sectores de Energía Eléctrica y Gas Combustible". Propuesta: incluir las recomendaciones de la misión en este decreto.</i>
20. Seguimiento institucional a la estabilidad del sector y coordinación con los territorios	Corto plazo (2021-2022)	1. El MME liderará la conformación de mesas de trabajo entre instituciones para hacer seguimiento a la estabilidad del sector, con base en los reportes de la Superservicios, y para coordinación la actuación con los territorios.

<b>Seguimiento agendas- intervención activa</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Reglamentación del CUR.</li> <li>• Regulación de nuevas actividades del comercializador a nivel minorista (agregador).</li> <li>• Regulación para habilitar agrupaciones de usuarios y microrredes.</li> <li>• Seguimiento estudios y AIN de separaciones legales y funcionales.</li> </ul>

<b>Seguimiento agendas- intervención pasiva</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Seguimiento a implementación Resolución CREG 131 de 2020- AMI</li> <li>• Seguimiento a diseño e implementación de nuevas metodologías tarifarias en estudio</li> <li>• Seguimiento revisión de convocatorias STN / STR en agenda regulatoria 2021</li> </ul>

## Análisis propuestas específicas foco 5

En el análisis de las propuestas de Foco 5, se identificaron 120 elementos específicos que se agruparon en los siguientes subtemas:

1. Organización sectorial
2. Nuevos enfoques regulatorios
3. Reformas Institucionales
  - 3.1 Planeación y UPME
  - 3.2 IPSE
  - 3.3 CREG
  - 3.4 SSPD
  - 3.5 XM
  - 3.6 CNO / CAC / CAPT / CAPG
  - 3.7 Coordinación interinstitucional.

Tabla 34. Propuestas reformas institucionales y regulatorias

Recomendación de la MTE		
5	1	Organización sectorial
Nuevos Agentes y actividades		
5	1	1 Operadores del sistema de transmisión - Operadores de mercado - Operadores del sistema de distribución
5	1	2 Liquidador de cuentas
5	1	3 Agente responsable de desvíos (GC y GD para producción, Comercializador para demanda)
5	1	4 Generadores distribuidos
5	1	5 Comercializador de último recurso
5	1	6 Agregadores
5	1	7 Administrador de información de medidores inteligentes

5	1	8	Gestor de servicios energéticos
5	1	9	Agrupaciones de usuarios/prosumers
5	1	10	Microrredes
<b>Restricciones Horizontales</b>			
5	1	11	Mantener restricciones en generación
5	1	12	Sobre fusiones en distribución, considerar la desaparición de un comparador (benchmarking) y limitarlas (a menos que se renuncie a la comercialización en la zona)
5	1	13	Sobre fusiones en distribución, considerar la desaparición de un comparador (benchmarking) y limitarlas (a menos que se renuncie a la comercialización en la zona)
5	1	14	ISO separado de la transmisión
5	1	15	No limitar tamaño de transmisoras, asegurando trato igualitario para todas en las convocatorias
5	1	16	Mantener monopolio del ISO en el registro de contratos (permitiendo que otros vendan productos asociados en mercados voluntarios) pero no indefinido, sino adjudicado por concurso periódicamente
5	1	17	No imponer restricciones horizontales a: GD, operadores de mercado, microrredes, agrupaciones de usuarios, CUR y comercializadores (pero estos últimos sujetos a restricciones verticales)
<b>Restricciones Verticales</b>			
5	1	18	Separación legal OST, OSD, T y D
5	1	19	Separación funcional entre GC y C y entre agregadores y GC. En caso de poder de mercado separación legal
5	1	20	Introducir separación entre comercialización (en especial CUR) y OSD
5	1	21	Separación legal entre G y C
5	1	22	Integración de entre C y nuevas actividades descentralizadas
5	1	23	Obligatoriedad de la venta de contratos mediante subastas
5	1	24	CUR asignado competitivamente y desintegrado de empresas integradas
5	1	25	Separación de OSD y agregador y GD en su zona
5	1	26	Separación funcional de medición y OSD en el largo plazo
5	1	27	Nuevo comercializador/nuevos agentes pueden ejercer sin restricciones: C, agregación, GD, GSE y CUR
5	1	28	Límites a la integración vertical en Gas Natural
5	2		<b>Nuevo enfoque regulatorio</b>
5	2	1	Conversión del OR en un OSD que gestione eficientemente la red
5	2	2	Remuneración RIIO (Revenue = incentive + innovations + output)
5	2	3	Permitir incorporación de nuevos mercados de distribución en nuevos territorios
5	2	4	Areneras - proyectos piloto para evoluciones regulatorias
5	3		<b>Reformas Institucionales</b>
5	3	1	Política y planeación UPME e IPSE
5	3	2	Regulación: potestades sobre gas y líquidos, y ajustes a funcionamiento de CREG (conformación, remuneración, agenda, procedimientos)
5	3	3	Supervisión (SSPD): Fortalecimiento, incremento poder sancionatorio, enfoque basado en riesgos
5	3	4	ISO: Cambio de propiedad, reforma junta, CAC y CNO independientes y reformados, CAPG
5	3	5	Coordinación interinstitucional: instancia de coordinación y seguimiento, reportes periódicos SSPD, aprovechamiento CIPE y CONPES con MinTIC

## 5.1. Organización sectorial

Tabla 35. Propuestas organización sectorial

<b>Organización sectorial</b>	
<b>Nuevos agentes y actividades</b>	<b>Restricciones horizontales</b>
Operadores del sistema de transmisión	Mantener restricciones en generación
Operadores de mercado	Sobre fusiones en distribución, considerar la desaparición de un comparador (benchmarking) y limitarlas (a menos que se renuncie a la comercialización en la zona)
Liquidador de cuentas	ISO separado de la transmisión
Agente responsable de desvíos (GC y GD para producción, Comercializador para demanda)	No limitar tamaño de transmisoras, asegurando trato igualitario para todas en las convocatorias

Operadores del sistema de distribución	Mantener monopolio del ISO en el registro de contratos (permitiendo que otros vendan productos asociados en mercados voluntarios) pero no indefinido, sino adjudicado por concurso periódicamente.
Comercializador de último recurso	No imponer restricciones horizontales a: GD, operadores de mercado, microrredes, agrupaciones de usuarios, CUR y comercializadores (pero estos últimos sujetos a restricciones verticales)
Agregadores	
Administrador de información de medidores inteligentes	
Gestor de servicios energéticos	
Agrupaciones de usuarios/prosumers	
Microrredes	

Tabla 36. Propuestas organización sectorial

Organización sectorial	
Restricciones verticales	Restricciones verticales (continuación)
Introducir separación legal de las empresas que desarrollen actividades reguladas (OST, OSD, T y D) entre sí, y cuando se incluya una actividad competitiva.	Hacer obligatoria la venta de contratos por medio de subastas para los operadores dominantes.
Introducir separación funcional entre GC (generación centralizada) y C, y entre agregadores y GC. Cuando haya poder de mercado separación legal.	CUR asignado competitivamente y desintegrado de empresas integradas con distribución en las zonas donde sean OSD (separación estructural en la zona del OSD y legal en otra zona).
Introducir separación entre comercialización (en especial CUR) y OSD.	Separación de OSD y agregador y GD en su zona (permitida en otras zonas).
Permitir integración entre C y nuevas actividades descentralizadas competitivas.	Separación funcional de medición y OSD en el largo plazo (por ahora, medición debe quedar en el actual OR, por lo que emerge la necesidad del AMI).
Solicitar a CREG análisis pro-competitivo para determinar si se puede proceder con separación legal entre G y C para algunos agentes con poder de mercado.	Nuevo comercializador/nuevos agentes pueden ejercer sin restricciones: C, agregación, GD, GSE y CUR.

Fuente: Elaboración propia.

### 5.1.1. Análisis de reformas a la organización sectorial

Las nuevas dinámicas de un sector en transición, apalancado en nuevos desarrollos tecnológicos; usuarios con diferentes alternativas de suministro, que además podrán participar activamente en su gestión de demanda y como proveedor de servicios y productos; el surgimiento de nuevos actores, actividades y mercados, requerirán de una organización sectorial moderna, mediante la que se fomente la competencia, la ampliación de cobertura y el mejoramiento de la calidad en la prestación del servicio, mediante soluciones y alternativas no contempladas en el modelo tradicional, exitoso hasta la fecha y concebido en las Leyes 142 y 143 de 1994.

Los expertos de Foco 5 de la MTE proponen una organización sectorial en la que, en esencia, se conservan las principales características del actual modelo a nivel de mercado mayorista centralizado, complementado ahora por un mercado minorista a nivel de la red de distribución, dinámico, en competencia, con la participación activa del usuario final, nuevos prestadores de servicios y proveedores de productos de energía, que cuenten con verdaderas posibilidades de participación en el mercado, en iguales condiciones que los prestadores tradicionales del servicio.

Lo que los expertos de Foco 5 llaman “nuevo paradigma sectorial” requiere ajustes al marco normativo, regulatorio y a la misma institucionalidad del sector para su funcionamiento. En opinión del consultor, el principal habilitador para que se cuente con un adecuado funcionamiento y coordinación de los mercados mayorista y minorista, es la existencia de agentes que sirvan de facilitadores de la integración, como interlocutores o intermediarios entre estos mercados mayorista y minorista. Fundamentalmente, se debe fomentar un nuevo rol del distribuidor, que opera como un Operador del Sistema de Distribución, explicado en detalle en el análisis de Foco 3 en este documento, numeral 3.3, la implementación de la figura del agregador, también abordada en el análisis del mismo Foco, acompañado del rol que tendrá en adelante la actividad de comercialización.

A continuación, analizaremos en primera instancia las actividades que los expertos de Foco 5 detallan, buscando evidenciar los eventuales cambios o reformas que se requieren para su implementación, así como un breve análisis respecto a las reglas aplicables a la separación horizontal y verticales de estas actividades. El análisis jurídico detallado, es complementado por el documento del asesor jurídico de la segunda fase de la MTE.

- Generación Centralizada: conserva las características de la actividad actual, manteniendo los límites a la participación en el mercado. Se sugiere que el regulador evalúe la necesidad de separación legal o funcional de la Generación centralizada de la actividad de comercialización. Se considera oportuno considerar la propuesta en el sentido que, sin la necesidad de abordar esta separación, para agentes generadores con poder de mercado se obligue a la venta de contratos de energía a través de mecanismos competitivos. El consultor considera necesario evaluar esta posibilidad, en el entendido que se contará con mecanismos de comercialización de energía que garanticen la formación de precios eficiente, transparencia y que contarán así mismo con mecanismos de gestión de riesgo de contraparte, con la entrada en operación de los mecanismos promovidos en la Resolución CREG 114 de 2018. Adicionalmente, se considera oportuno hacer seguimiento a los límites de contratación entre empresas integradas verticalmente establecidos en la Resolución CREG 130 de 2019, que se espera redunde en mayor liquidez en el mercado de contratos.
- Transmisión: se conserva la actividad en las mismas condiciones al presente. El consultor considera importante evaluar las reformas planteadas en el Foco 1 y analizadas en el numeral 1.5 de este documento, que se entiende serán consideradas por el regulador para la emisión de regulación definitiva en lo que, en la agenda regulatoria indicativa, se agrega bajo los títulos: “Código de redes”,

“Convocatorias para expansión de STR y STN” y “Metodología de remuneración de la actividad de transporte”.

- Operador del Sistema de Distribución: las propuestas de los expertos del Foco 5 van en línea con lo planteado en el análisis de las propuestas en Foco 3, numeral 3.3.1 de este documento. Se entiende que el distribuidor asumirá un nuevo rol esencial, como dinamizador de la competencia a nivel minorista. La actividad de distribución deberá, como ya se ha mencionado, migrar de la actual lógica de remuneración de inversiones y costos de operación (CAPEX-OPEX) a una remuneración por desempeño vía gasto total (TOTEX). Se considera oportuno evaluar en este contexto la migración a un esquema regulatorio de la actividad de distribución similar al implementado en el Reino Unido, RIIO (Revenue, = Incentive + Innovations + Outputs). Lo anterior se espera sea analizado para la próxima revisión de la actividad de distribución y vendrá acompañado de la evolución y evaluación de la implementación de la Resolución CREG 015 de 2018, actualmente en una etapa inicial de ejecución.

Se considera oportuno, con el desarrollo de este nuevo rol de la actividad de distribución, que en el corto plazo se den los lineamientos de política pública que abarquen el análisis de las restricciones verticales a los OSD en actividades como la Generación Distribuida, al menos dentro de su propia red y la nueva actividad de agregación, al menos en su mercado incumbente.

Respecto a la desintegración de las actividades de comercialización y distribución a nivel mayorista, si bien los expertos de Foco 5 recomiendan la separación legal de las actividades, en línea con las recomendaciones de la OCDE y las mejores prácticas a nivel internacional, se considera que las restricciones para el ejercicio de la libertad de elección de comercializador por parte del usuario, en especial el regulado, provienen en esencia de los costos asociados a la medida. Si en la implementación de AMI, que como lo propone la MTE y se incluye en la Resolución CREG 131 de 2020, el Operador de Red estará a cargo del cambio de la instalación de medida, así como la gestión de datos va a ser centralizada en un nuevo agente independiente, se entendería superado el escollo que actualmente los usuarios enfrentan para el cambio de comercializador.

Adicionalmente, es posible que dicha desintegración no sea necesaria si, como se analizó anteriormente, las restricciones para la venta de energía entre agentes integrados verticalmente, incluidas en la Resolución CREG 130 de 2019, adicionando la venta obligatoria a través de mecanismos competitivos para agentes con poder de mercado, acompañados de la implementación de los mecanismos de contratación de energía de la Resolución CREG 114 de 2018 promueven la existencia de un mercado de contratos líquido y competitivo, todo lo anterior de la mano de la aplicación y fortalecimiento de las reglas de comportamiento establecidas en la Resolución CREG 080 de 2019.

- Operadores de mercado: se entiende de la propuesta que, dado que se desarrollarán nuevos mercados a nivel minorista, el rol de operador de mercado puede ser ejercido por plataformas transaccionales, diferentes al operador del mercado mayorista centralizado. La introducción a nuevos operadores de mercado viene ya de la implementación de los mecanismos de la Resolución

CREG 114 de 2018. Adicionalmente, se espera que, no haya necesidad de que sean considerados como nuevos agentes, en línea con el nuevo rol del distribuidor (OSD), que implica la operación de mercados y plataformas transaccionales a nivel minorista. Las propuestas específicas sobre el monopolio del operador de mercado centralizado serán abordadas en detalle más adelante en este documento.

- Liquidador de cuentas: seguirá en cabeza del ASIC. Se propone que esta función sea adjudicada mediante procesos competitivos, con periodos específicos. El consultor considera que esta propuesta debe revisarse en detalle. La referencia misma que hacen los expertos del Foco 5 a la elección del gestor del mercado de gas y las lecciones aprendidas de este proceso deben analizarse.

Las inversiones que un liquidador de cuentas debe realizar para realizar su función no son menores. En todo caso, al haberlas realizado ya para un primer periodo de asignación, pone al primer elegido en una ventaja competitiva evidente frente a otros posibles interesados. Ahora bien, asumiendo que la idea detrás de la propuesta es fomentar la competitividad y garantizar la diligencia, eficiencia y calidad de la prestación de una actividad regulada como esta, donde hay evidentes oportunidades de mejora, este consultor considera que, o bien la asignación periódica deberá hacerse por periodos suficientemente largos (10 años), o en su defecto deberían, además de las auditorías ya contempladas en el marco regulatorio actual sobre la gestión del ASIC, implementarse mecanismos adicionales que permitan la retroalimentación del mercado a la actuación del liquidador de cuentas, se contemplen las mejoras que sean del caso y el seguimiento a la implementación de las mejoras esté en cabeza de un comité de mercado como, por ejemplo, el CAC.

- Agentes responsables de desvíos: se entiende que, en un nuevo diseño del mercado de corto plazo que incluye la implementación de despacho vinculante, con mercados intradiarios y servicios complementarios, se incluirá esta figura, evidente desde el lado de la oferta, pero que deberá diseñarse en cabeza del comercializador o agregador desde el lado de la demanda.
- Generadores Distribuidos: la regulación actual incluye ya un marco de actuación para generadores distribuidos y autogeneradores con capacidad de ventas de excedentes. Se conservarían los límites actuales. Sin embargo, con la implementación de la figura del OSD, desintegrado de la actividad de generación distribuida, al menos en su red, se espera que se promuevan conexiones e intercambios mediante el fomento del mismo OSD de procesos competitivos y/o subastas de compra de energía y servicios de largo plazo.
- Comercializador de último recurso: la figura de prestador de última instancia, ya incluida en el marco regulatorio, no ha sido implementada. Se sugiere que el regulador, dentro de las revisiones al reglamento de comercialización y la metodología de remuneración de la comercialización, incluya el análisis de las propuestas para la implementación de la figura del Comercializador de último recurso, en los términos presentados por los expertos de Foco 5 de la MTE.



- Comercializador: el comercializador conserva las actividades actuales. Sin embargo, es importante notar que el rol tradicional del comercializador debe evolucionar a la de un prestador de servicios de valor agregado para el usuario final. Adicionalmente, como ya es el caso de comercializadores que actúan como agregadores de Demanda Descontable Voluntaria (DDV), considera este consultor que más allá de crearse una nueva actividad o un nuevo agente Agregador, la figura del comercializador, con una reglamentación ajustada a nuevas funcionalidades de agregación, debería ejercer este rol.

En esencia, como es el caso de los comercializadores actuales de DDV, surgirán comercializadores especializados en nuevos productos de agregación y nuevos servicios para los usuarios, que complementan el rol tradicional de intermediación de energía, facturación, gestión de peticiones, quejas y reclamos y representación del usuario ante el mercado mayorista. Es importante considerar, nuevamente como es el caso de la DDV, que un usuario pueda estar representado por diferentes comercializadores en diferentes productos o servicios. Es decir, el usuario seguirá siendo representado ante el mercado mayorista en lo que hace referencia al suministro de energía tradicional por un único comercializador. Sin embargo, podrá ser representado por diferentes comercializadores en esquemas de respuesta de la demanda, DDV, agregación de recursos energéticos distribuidos y demás alternativas que surjan.

Respecto a los límites a la participación del mercado, se considera apropiado no limitar el campo de acción de los comercializadores, con la excepción de restringir la participación en las actividades de agregación de comercializadores /distribuidores en su mercado incumbente, quienes podrán realizar estas actividades en otros mercados.

- Agregadores: el agregador es una figura fundamental en la nueva estructura organizacional del mercado. Es el vínculo entre el usuario y el mercado mayorista. Como se mencionó anteriormente, se considera que la actividad se puede realizar mediante la figura de comercializador, teniendo en cuenta el análisis del punto anterior. Las diferentes actividades de agregación que podrán realizar los comercializadores deben regularse y se considera necesario que, tanto en el diseño del mercado de corto plazo, como de los mercados de servicios complementarios, el cargo por confiabilidad y las revisiones que se están llevando a cabo respecto a instrumentos para la gestión de la demanda, se conciba desde un principio el marco de acción de las actividades de agregación.
- Administrador de Información de Medidores Inteligentes: la figura está contemplada en la Resolución 131 de 2020. Se espera regulación específica sobre esta nueva actividad que resulte de los estudios y análisis complementarios que están contemplados en el documento CREG 103 de 2020.
- Gestor de servicios energéticos: esta figura se ha venido desarrollando en el mercado colombiano. Diferentes empresas prestan en la actualidad servicios de eficiencia energética a usuarios finales, a través de esquemas apalancados en ahorros de largo plazo. Un nuevo diseño tarifario, como se mencionó en el numeral 3.1 de este documento, es esencial para facilitar la respuesta de la

demanda, y de fondo facilitar y promover la actuación de gestores de servicios energéticos. Como propone la MTE y de igual manera a cómo funciona actualmente, no se considera necesario que estas empresas sean constituidas como ESP.

- Prosumer y Agrupaciones de usuarios: la Resolución CREG 030 de 2018 habilita la participación de usuarios en calidad de prosumidores. Si bien establece las reglas para la conexión simplificada y el intercambio de energía con la red, esta resolución fue un primer marco de acción que debe ser sujeto de revisión detallada en su implementación.

Respecto a la agrupación de usuarios, este es un tema de permanente discusión en el sector. Habilitar y reglamentar la agregación de usuarios, especialmente en un entorno en el que los DERs ganarán participación y relevancia, es fundamental. Son, por ejemplo, múltiples los casos y dificultades que presentan proyectos de soluciones fotovoltaicas en techo, que buscan cubrir parcialmente la demanda de varios usuarios comerciales ubicados al interior de centros comerciales, parques industriales, y otros, que no cuentan con la claridad del tratamiento, a nivel de frontera comercial individual, que el desarrollador del proyecto y la copropiedad deben darle a la venta de energía proveniente del proyecto. En esencia, se requiere dar claridad a este tipo de situaciones y otras que surjan como parte de la evolución tecnológica. Algunos aspectos adicionales ya identificados (como los contratos de respaldo) deben ser también analizados. Reglas específicas y claras en este sentido son de la mayor importancia.

- Microrredes: se considera fundamental posibilitar explícitamente dentro del marco regulatorio la participación de microrredes, mediante el establecimiento de reglas que definan las condiciones de operación, coordinación, intercambio de energía, respaldo, entre otras, de estas instalaciones. Usuarios y/o comunidades de usuarios deben contar con la posibilidad de estructurar soluciones eficientes para su suministro de energía no dependientes de su conexión al SIN. Es necesario, de fondo, considerar las microrredes, sin que su estructuración implique su tratamiento como un agente distribuidor. Para lo anterior, es necesario revisar el concepto sobre el cual se fundamenta que el mercado natural de la actividad de distribución se circunscriba a un municipio. Un marco regulatorio específico para la actividad, que establezca las condiciones especialmente en que la microrred se respalda en la red, se considera esencial.

### *5.1.2. Aplicación de criterios a las reformas a la organización sectorial*

- **Criterio 1:** algunos aspectos que se consideran incluidos o que deben tenerse en cuenta en la agenda institucional de corto plazo:

El Ministerio de Minas y Energía viene trabajando en lineamientos de política pública para el fomento de la participación de DERs en el sistema eléctrico colombiano. Como se analizó en el numeral 3 de este documento, se considera fundamental que este lineamiento abarque temas como la

propiedad de los DERs, la participación de la demanda, entre otros. Así mismo, en el corto plazo se considera necesario la emisión de lineamientos para el fomento de la modernización de la red y el nuevo rol del distribuidor.

El rol del agregador se espera sea incluido en la reforma en la agenda regulatoria CREG para el año 2021, en consulta. Se espera que se aborde en las reformas al mercado de corto plazo: “Despacho vinculante y mercado intradiario”, en la revisión al “Reglamento de comercialización” y “Metodología de remuneración de la actividad de comercialización”.

Análisis para la implementación del comercializador de último recurso, se espera sean también abordados en la revisión regulatoria a la actividad de comercialización: “Reglamento de comercialización” y “Metodología de remuneración de la actividad de distribución”.

La reglamentación para la implementación del AMI (GIDI) está incluida en la agenda regulatoria de corto plazo: “Infraestructura de medición avanzada, AMI”.

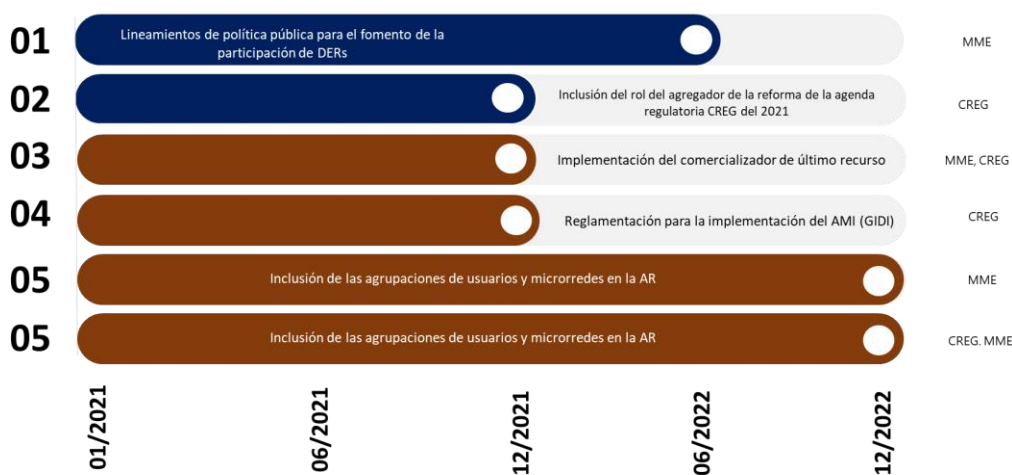
- **Criterios 2:** no se perciben incluidos en la agenda institucional de corto plazo aspectos que se considera deben ser incluidos tales como agrupaciones de usuarios y microrredes. Se sugiere contar con análisis adicionales y específicos para darle viabilidad a estas actividades.
- **Criterio 3:** la reforma estructural del mercado requiere la implementación secuencial de propuestas que son transversales a los análisis realizados para los cinco focos temáticos de la MTE. Como se ha insistido a lo largo de este documento, el nuevo rol del distribuidor, podrá implementarse como resultado de análisis de corto plazo, los lineamientos de política pública que se emitan y como una evolución natural de la Resolución CREG 015 de 2018. Un elemento fundamental que debe considerarse en el corto plazo es la actividad de agregación en los diferentes mercados que lo posibiliten a nivel del mercado mayorista y a futuro en el mercado minorista.
- **Criterio 4:** los elementos habilitadores son de carácter regulatorio, mediante la revisión al mercado de corto plazo, a la actividad de comercialización y la implementación de la infraestructura de medición avanzada, AMI, todas incluidas de la agenda regulatoria indicativa para el año 2021, en consulta. Se requiere la emisión de lineamientos de política pública respecto al fomento de los DERs y el nuevo rol del distribuidor (analizados en el numeral 3 de este documento).
- **Criterio 5:** se espera que los lineamientos de política se emitan previo a la finalización del periodo de actual gobierno.

### 5.1.3. Hoja de ruta a las reformas a la organización sectorial

Tabla 37. Hoja de ruta reformas organización sectorial

Organización Sectorial	Fecha de inicio	Fecha Final
Lineamientos de política pública para el fomento de la participación de DERs	1/01/2021	1/06/2022

Inclusión del rol del agregador de la reforma de la agenda regulatoria CREG del 2021	1/01/2021	31/12/2021
Implementación del comercializador de último recurso	1/01/2021	31/12/2021
Reglamentación para la implementación del AMI (GIDI)	1/01/2021	31/12/2021
Inclusión de las agrupaciones de usuarios y microrredes en la AR	1/01/2021	31/12/2022
Actividad de agregación en los diferentes mercados que los posibiliten a nivel del mercado mayorista y a futuro en el mercado minorista	1/01/2021	31/12/2022



## 5.2. Areneras de innovación regulatoria

### 5.2.1. Análisis de areneras para la innovación regulatoria

La evolución tecnológica, la innovación y el cambio de paradigma al que hacen referencia los expertos de Foco 5 de la MTE requieren de un marco regulatorio en constante evolución, ágil, creativo y oportuno. Es natural que el mercado se adelante a la regulación, sin embargo, dadas las nuevas condiciones de prestación del servicio, analizadas integralmente en este documento, la regulación debe contar con herramientas que le permitan evaluar los impactos eventuales y posibles de la entrada en aplicación de reformas, previo a la consideración de cambios en las metodologías de remuneración de las diferentes actividades reguladas y de nuevas actividades, mercados, productos o servicios.

La innovación regulatoria es fundamental para compatibilizar los beneficios de nuevas tecnologías con el diseño de mercado. Así mismo, para acelerar la aplicación de modificaciones deseables o necesarias al marco regulatorio, es ideal contar con laboratorios regulados, coordinados, que permitiendo excepciones o tratamientos específicos a la aplicación de lo contemplado en el marco regulatorio, a través de tarifas diferenciales, remuneración temporal limitada de ciertas actividades, flexibilización de reglas de carácter técnico, entre muchas otras alternativas, permita evidenciar los beneficios y costos de un ajuste regulatorio de carácter general.

Se considera que el uso de areneras regulatorias debe ser concebido y normado desde el regulador. No se trata de que el regulador participe o no en iniciativas particulares, promovidas por la industria. Se trata más bien que tanto por iniciativa del mismo regulador, como de la industria, se cuente con un marco normativo, que, bajo criterios y principios definidos, habilite el tratamiento de arenera regulatoria para diferentes iniciativas.

Es oportuno revisar las experiencias exitosas a nivel nacional e internacional en la implementación de areneras regulatorias, como el caso de InnovaSFC, la herramienta promovida por la Superintendencia Financiera de Colombia para el desarrollo de la industria Fintech en el país.

Por todo lo anterior, se considera oportuno y necesario que el regulador promueva el uso de este tipo de herramientas en un ambiente retador para él mismo y para el mercado, en ambientes controlados, con seguimiento detallado, aplicación limitada en el tiempo, mecanismos objetivos de evaluación, entre otras características.

En el desarrollo de este documento se han hecho referencias específicas al potencial uso de areneras regulatorias, entre otros en temas como las microrredes y agregación de usuarios, nuevos esquemas de prestación del servicio en el SIN y ZNI mediante soluciones individuales, implementación de AMI, entre otros.

### 5.2.2. Aplicación de criterios a la implementación de Areneras de innovación regulatoria

- **Criterio 1:** la implementación de areneras regulatorias no está contemplada en la agenda regulatoria institucional de corto plazo.
- **Criterios 2:** se requiere evaluar la experiencia internacional y nacional para el diseño de un marco normativo que habilite el uso de estas herramientas.
- **Criterio 3:** no aplica.
- **Criterio 4:** regulación a cargo de CREG.
- **Criterio 5:** en un marco de transición, se considera fundamental contar con estas herramientas para el desarrollo de la regulación. Deberá estar en cabeza del regulador el estudio del marco de aplicación y deberá contar con el acompañamiento de la industria y el Ministerio de Minas y Energía, facilitando la interacción del regulador con otras entidades de gobierno, MinTIC, Superintendencia Financiera, entre otros.

### 5.2.3. Hoja de ruta para las areneras de innovación regulatoria

Tabla 38. Hoja de ruta areneras de innovación regulatoria

Areneras de Innovación regulatoria	Fecha de inicio	Fecha Final
Análisis para implementación de marco normativo de areneras regulatorias	1/01/2021	31/12/2021

### 5.3. Reformas Institucionales

El análisis de las reformas sugeridas por los expertos de Foco 5 a las entidades y agencias del sector, se abordará con una aproximación ligeramente diferente a la metodología abordada en los análisis hasta este punto en el documento. No se dará, como hasta ahora, una revisión aplicando cada uno de los cinco criterios establecidos, por considerarse que es de mayor utilidad presentar los análisis de cada propuesta, los elementos habilitadores para su implementación y la hoja de ruta sugerida.

#### 5.3.1. Planeación y UPME

Tabla 39. Propuestas UPME

UPME
PEN con metas de cobertura, confiabilidad, calidad y pérdidas de largo plazo y Plan Expansión, PIEC, etc. Como planes de seguimiento al cumplimiento de mediano plazo
Proyectos de transmisión y expansión de generación con trámite rápido para reconocer utilidad pública
Definir tratamiento en caso de demoras en ejecución de obras de expansión
UPME como <i>Chief Information Officer</i> del sector, en coordinación con SSPD, XM y AIMI.
UPME a cargo de planeación, soportada por un departamento social-ambiental y mayor recurso humano
UPME con alcance que incluye DAA que puede ser vendido a adjudicatario
Mientras se fortalece la UPME, FDN o similares podrían hacer inversiones para llevar los proyectos hasta DAA.
Reenfocar las funciones de la UPME en el sector minero (gestión riesgos sociales-ambientales)
Revisar estructura de remuneración de la UPME

Fuente: Elaboración propia

##### 5.3.1.1. Análisis de propuestas a reformas a la planeación y UPME

- **Planeación:** los expertos de Foco 5 de la MTE proponen que ciertas metas estructurales del sector, en aspectos como cobertura, confiabilidad, calidad y pérdidas, sean establecidas con horizontes de largo plazo, y acompañadas por un seguimiento de mediano y corto plazo a través de documento CONPES y en los planes de desarrollo de cada gobierno. Del análisis de estas propuestas, en conjunto con las entidades pertenecientes a la Secretaría Técnica de la MTE, existe consenso en que es deseable contar con estos lineamientos de largo

plazo, con tratamiento de política de Estado, y que el instrumento apropiado para definir estos objetivos sea el PEN.

En este sentido, se considera necesario evaluar que el Ministerio de Minas y Energía emita un lineamiento de política pública que establezca las bases sobre las que debe construirse el PEN, definiendo estos objetivos de largo plazo, que, además, deberá considerar los compromisos adoptados por el Estado colombiano respecto a reducción de emisiones de gases de efecto invernadero o similares. Tanto en los diferentes planes de expansión y suministro a cargo de UPME, como en las metas de corto plazo establecidas en la regulación, deberán considerarse estos objetivos de largo plazo y especificarse cómo se da cumplimiento a los mismos con las metas que estos planes y la regulación que establecen para diferentes plazos. Los planes de desarrollo de cada gobierno así mismo, establecerán, considerando el PEN, las metas específicas de su administración para el cumplimiento de los objetivos de largo plazo, estableciendo sus prioridades y aproximación particular.

**Elementos habilitadores:** lineamiento de política pública que incluya directrices para la estructuración de una guía metodológica para la construcción de un PEN, que incluya objetivos de largo plazo en aspectos como cobertura, confiabilidad, calidad, pérdidas, vinculado también a los compromisos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

- Los expertos de Foco 5 hacen diversas recomendaciones que buscan atacar un problema de fondo: los proyectos, en general, no entran en operación en los periodos inicialmente previstos. Muchos de estos retrasos se derivan de problemáticas provenientes de los procesos de licenciamiento ambiental y social. Se busca entonces atacar el problema de fondo mediante alternativas como fortalecer la labor de planeación de la UPME contando con el soporte de un departamento ambiental a cargo de realizar los DAAs de los proyectos, ampliar los periodos de planeación y que los proyectos de transmisión y los de generación que hayan sido adjudicados en los mecanismos de suficiencia de largo plazo, sean considerados por defecto como de utilidad pública.

En opinión del consultor, del equipo de la segunda fase de la MTE y como resultado de las reuniones con las entidades que hacen parte de la Secretaría Técnica de la MTE y las autoridades ambientales, se considera que estas propuestas, si bien plantean soluciones parciales a la problemática de fondo, no atacan de raíz el origen del problema. Trasladar la responsabilidad de realizar los DAAs del privado a la UPME o considerar por defecto los proyectos como de utilidad pública, no garantizan por sí solos, mayor agilidad en la ejecución de los mismos. Tampoco parece apropiado aceptar por defecto que los proyectos no se realizarán en los tiempos requeridos y como consecuencia de lo anterior, ampliar el periodo de planeación. Lo anterior tal vez se entendería como una rendición del sistema a problemas que deben atacarse de fondo.

Con base en el anterior análisis, se propone fortalecer la capacidad de la UPME para, como lo hace hoy en día, profundizar en los análisis de alertas tempranas, como parte de los análisis para la emisión de planes de expansión, identificación de riesgos y condiciones particulares respecto a comunidades a ser impactadas, restricciones de carácter ambiental, arqueológico y demás información relevante

para la ejecución de proyectos en las regiones en las que se prevé serán desarrollados o donde los planes de expansión señalan su conveniencia.

Adicionalmente, se considera necesario evaluar el tratamiento que se debe dar desde la política pública y la regulación, a los proyectos que, por razones ajenas al desarrollo natural del proyecto, se vean retrasados y no les sea viable su entrada en operación en los tiempos originalmente previstos. La penalidad por defecto, en muchas ocasiones no considera situaciones que salen del control del desarrollador. Este es el caso en especial de proyectos de generación adjudicados en subastas de cargo por confiabilidad o la subasta de energías renovables.

**Elementos habilitadores:** se requiere de soluciones integrales, transversales al desarrollo de proyectos de infraestructura en Colombia. Facilitar el trámite para proyectos considerados estratégicos como de utilidad pública y fortalecimiento de la herramienta DUPIS (Declaratoria de utilidad pública e interés social), para proyectos de transmisión, transporte de gas y generación, en especial aquellos con compromisos adjudicados en los mecanismos de suficiencia de largo plazo. Deberá considerarse utilizar espacios de trámite legislativo en el corto plazo.

- UPME como Chief Information Officer, CIO sectorial: La UPME y el Ministerio de Minas y Energía vienen trabajando en esta iniciativa de tiempo atrás. Ya existe un entendimiento respecto al rol de cada entidad para implementar la recomendación. En esencia, el rol de la UPME, como CIO sectorial, consistirá en coordinar la disponibilidad de información de todas las entidades del sector, facilitar su consulta, uso y análisis para el público y las entidades y agentes del sector, administrar la información y actuar como depositario de la misma. El Ministerio de Minas y Energía estará a cargo de proveer la infraestructura tecnológica que soporta la UPME en su calidad de CIO.

Un aspecto fundamental para que el rol de CIO pueda consolidarse, es que todas las entidades del sector faciliten esta labor. Se recomienda, que más allá de establecer convenios interadministrativos, se emitan lineamientos de política pública desde el Ministerio de Minas y Energía mediante los que se establezca explícitamente el rol de CIO sectorial y se dicten disposiciones para la coordinación y disposición de la información desde y hacia la UPME.

**Elementos habilitadores:** existen convenios interadministrativos que sirven de punto de partida y que deben ser fortalecidos. Lineamiento de política definiendo el rol de UPME como CIO y su interacción con las demás entidades del sector.

- Eliminar las responsabilidades y funciones de la UPME en el sector minero: del análisis realizado con la UPME, se considera apropiado más que considerar la desvinculación de la UPME del sector minero, reenfocar los esfuerzos de la entidad en este sector. Se considera oportuno, en la misma línea mencionada anteriormente respecto a fortalecer las labores de la Unidad para la emisión de alertas tempranas y análisis de riesgos en el sector energético, abordar su vinculación con el sector minero aportando en este tipo de análisis, con un fuerte componente dirigido a nivel regional y territorial. Este nuevo enfoque se busca que aporte en el análisis de impacto de la actividad minera, considerando el



aporte de la minería al desarrollo en las regiones, la sostenibilidad y sustentabilidad antes, durante y finalizado el ciclo productivo de los proyectos.

La UPME viene trabajando en la implementación de este nuevo enfoque de planeación, que, de acuerdo a las reuniones sostenidas con esta entidad y el viceministerio de minas, se basa en los siguientes principios:

- La planeación de la minería en Colombia en su sentido tradicional ha privilegiado los intereses sectoriales de orden nacional lo cual ha dificultado su relacionamiento con el territorio. Los objetivos de un proyecto minero no necesariamente coinciden con los intereses de quienes habitan el territorio donde se lleva a cabo el proyecto. Además de controlar los impactos ambientales del proyecto, también es necesario identificar cómo el desarrollo minero puede aportar de manera explícita al desarrollo del territorio. El enfoque territorial en la planeación minera implica considerar los elementos de desarrollo que son valorados por los actores locales y las variables particulares de los territorios donde se espera desarrollar la minería.
- La planeación con enfoque territorial considera las consecuencias que tiene la minería en el orden nacional y sectorial, tanto las de orden local y regional, armonizando intereses que pueden estar en tensión. El resultado es una planeación donde la minería sirve como un ancla del desarrollo integral del territorio buscando mitigar riesgos, potenciar capacidades y oportunidades de desarrollo local y regional.
- La planeación minera contiene elementos adicionales a las fases tradicionales de planeación: diagnóstico, prospectiva y formulación. El diagnóstico de aspectos sociales, ambientales, culturales, institucionales, políticos y económicos para una caracterización integral del territorio. Identifica las potencialidades de desarrollo regional, la biodiversidad y las condiciones ambientales, las condiciones sociales de la población, los instrumentos de planeación y ordenamiento local, los intereses en juego, así como las condiciones de seguridad y orden público y otros aspectos que resulten relevantes para el contexto. Además, la caracterización hace un mapeo de acciones e inversiones intersectoriales del orden nacional que pueden afectar el desarrollo del territorio.
- La prospectiva identifica la visión e intereses de los actores del territorio y busca promover sinergias entre éstos y los objetivos sectoriales mineros. En esa medida desarrolla espacios de diálogo social y construcción colectiva identificando en conjunto con los actores del territorio objetivos de desarrollo regional y los elementos de valor para plantear cómo la actividad minera puede contribuir al desarrollo del territorio.
- El plan contiene un análisis de interacciones entre los objetivos del territorio y las acciones del gobierno nacional y territorial. Este análisis señala cómo las acciones del Gobierno nacional pueden contribuir tanto a los objetivos de desarrollo minero como a los del territorio. La formulación identifica recomendaciones a otras carteras de gobierno que

son deseables para el desarrollo del territorio. Además, el plan indica las estrategias de gestión que promuevan la adopción de esas recomendaciones.

- El plan minero para el desarrollo es información útil para la toma de decisiones de todos los actores interesados. Cuenta con una estrategia de comunicación y difusión diferenciada por públicos que trasciende el lenguaje técnico. La estrategia define piezas de información y mensajes focalizados para cada público interesado y se asegura de usar lenguajes pertinentes. La estrategia incluye un componente de devolución y socialización de resultados a los actores que participaron en la planeación, así como un mecanismo de seguimiento.

**Elementos habilitadores:** Aplicación de la reforma estratégica en implementación por parte de UPME

### 5.3.1.2. Hoja de ruta propuestas a reformas a la planeación y UPME

Tabla 40. Hoja de ruta UPME

UPME	Fecha de inicio	Fecha Final
Lineamiento de política pública que establezca las bases para construcción del PEN incluyendo objetivos de largo plazo	1/01/2021	31/12/2021
Lineamiento de política definiendo el rol de UPME como CIO y su interacción con las demás entidades del sector	1/01/2021	31/12/2021

Fuente: Elaboración propia

### 5.3.2. IPSE

Los expertos de Focos 4 y 5 de la MTE coinciden en recomendar una reestructuración para darle un nuevo rol al IPSE. El análisis de estas propuestas fue presentado en los numerales 4.1 y 4.3 de este documento.

### 5.3.3. CREG

Tabla 41. Propuestas CREG

CREG	
Tipo reforma	Recomendación
Reforma de sector	Eliminar potestad regulatoria del gobierno
	Asignar a la CREG toda la regulación de combustibles líquidos que hoy está en cabeza del Ministerio de Energía, salvo: (impuestos/subvenciones e ingreso al productor)
Funcionamiento CREG	Orden del día de sesiones CREG, actas y sesiones deben ser públicas y con calendario estrictamente observado, con participación necesaria del ministro o su delegado
	Reducir volumen de resoluciones expedidas
	Fortalecer proceso de análisis de impacto normativo con análisis ex ante más robustos, con evaluaciones de costos y beneficios públicos

	Fortalecer cumplimiento de cronogramas previstos en la regulación (vigencias en la ley que usualmente no se cumplen)
	En caso de querer mantener metodologías vigentes, se debe actualizar por lo menos un conjunto de parámetros clave (WACC y metas de eficiencia deben estar en la lista)
	Funcionamiento similar al de una junta directiva
Composición	Director administrativo de CREG
	Máximo dos periodos no extensibles para los expertos
	Reducir instancia decisoria a 7 miembros (1 gobierno y 6 dedicación exclusiva). Suprimir DNP y Hacienda en tema sin costo fiscal.
	Comisión debe incluir ingenieros expertos en energía, gas y GLP, pero también miembros con profesiones complementarias (economía, finanzas, derecho).
	Eliminar inhabilidades de entrada
	Panel de expertos para ejercer función arbitral, evaluar labor regulatoria y doble instancia en tarifas
	Remuneración mejorada y durante las inhabilidades al comisionado saliente (por principio de igualdad debería extenderse a SSPD, viceministro y UPME)

Fuente: Elaboración propia

### 5.3.3.1. Análisis de propuestas de reformas a CREG

- **Reformas al funcionamiento:** del análisis realizado, los comentarios recibidos de la industria y las sesiones que sobre esta temática se realizaron con las entidades de la Secretaría Técnica y el Ministerio de Minas y Energía, se considera oportuno abordar una reforma al reglamento de la CREG que incluya las recomendaciones de los expertos del Foco 5 de la MTE. Es sin duda deseable implementar las recomendaciones sobre reformas al funcionamiento de la CREG de manera integral, para lo que se requiere un lineamiento de política que explícitamente aborde las reformas al reglamento de la Comisión.

**Elementos habilitadores:** lineamiento de política pública acompañado de reforma integral al reglamento de la CREG.

- **Composición CREG:** Las siguientes reformas, todas consideradas como necesarias en el marco del análisis realizado, requerirán de una actualización del Decreto 1260 de 2013, que modificó la estructura de la CREG:
  - **Director administrativo:** se considera oportuno y necesario liberar al Director Ejecutivo de funciones administrativas, que a la fecha en la práctica implican perder buena parte de la dedicación a la labor regulatoria de un comisionado experto, dada la carga que estas actividades administrativas requieren en el día a día. La figura de Director Administrativo no debería implicar la desaparición del rol de Director Ejecutivo, experto que seguirá siendo el vocero de la CREG ante el público general, el Congreso de la República, el Gobierno Nacional, etc.

- Limitar a dos el máximo de periodos que un Comisionado poder ejercer como tal.
- Eliminación de las inhabilidades de entrada, estableciendo un procedimiento claro para la revelación de eventuales conflictos de interés, se considera de la mayor oportunidad y relevancia. La conformación de la CREG y la elección de comisionados se ve altamente restringida al no poder contar con profesionales calificados, con amplio y detallado conocimiento del sector.
- Otra de las constantes dificultades para contar con profesionales calificados y con conocimiento profundo del sector para ejercer como Comisionados CREG, surge de las inhabilidades de salida, que restringen su desempeño profesional una vez finalizado su periodo de actuación. En este sentido, se considera fundamental dentro de la revisión del decreto estructural de la CREG, considerar que se conserve la remuneración del comisionado saliente hasta tanto la inhabilidad concluya, o en su defecto, hasta que pueda desempeñarse en actividades no embebidas en su inhabilidad.

**Elementos habilitadores:** modificación Decreto 1260 de 2013.

Las siguientes reformas, que de acuerdo con el análisis realizado se considera necesario abordar, requieren necesariamente de un trámite de Ley:

- Panel de expertos para ejercer función arbitral, evaluar labor regulatoria y ejercer como tribunal de segunda instancia: la propuesta parece enfocada en recuperar las funciones arbitrales con que hoy en día cuenta la CREG, establecidas en la Ley 142 de 1994, que no han sido ejercidas en su rol de árbitro de resolución de controversias entre agentes y en temas de conexión y servidumbres. Se sugiere abordar la necesidad de estructurar un nuevo tribunal o reglamentar las funciones de arbitramento que la Ley ya da a la CREG en estos aspectos.
- Reducción de la instancia decisoria a siete miembros, seis comisionados y un representante del gobierno, suprimiendo la representación del DNP y el Ministerio de Hacienda.
- Ampliar las profesiones habilitadas para el ejercicio como comisionado, incluyendo además de ingenieros, economistas y administradores, otras ramas como finanzas, regulación e incluso abordarla a conveniencia de incluir profesionales en derecho, en el marco de la necesidad de fortalecer y reglamentar la actuación de la CREG como segunda instancia en temas tarifarios, árbitro en conflictos entre agentes, entre otros.

**Elementos habilitadores:** trámite de Ley.

### 5.3.3.2. Hoja de ruta de propuesta a reformas CREG

Tabla 42. Hoja de ruta reformas CREG

CREG	Fecha de inicio	Fecha Final
Modificación Decreto 1260 de 2013	1/01/2021	31/12/2021
Trámite de ley	1/01/2021	31/12/2021
Reformas al reglamento CREG	1/01/2021	31/12/2021

Fuente: Elaboración propia

### 5.3.4. SSPD

Tabla 43. Propuestas SSPD

SSPD
Fortalecer sistemas de información
Incrementar multas, ordenar reversión por pagos injustificados de tarifa y dar órdenes a las ESP
Cuerpo colegiado asesor para imponer sanciones
Fortalecimiento de la planta de la SSPD
Supervisión basada en riesgos, con análogos a pruebas de estrés en sector financiero.
Fortalecer financiación del fondo empresarial para ser capaz de intervenir las empresas más importantes, administrado por una entidad idónea como Fogafin.
Monitoreador de mercado independiente con facultades de investigar (también sancionar) y reportar conductas a SSPD y SIC
Coordinación SIC y SSPD

Fuente: Elaboración propia

#### 5.3.4.1. Análisis de propuestas a reformas a las SSPD

Algunas de las propuestas presentadas por los expertos de Foco 5 de la MTE se encuentran en desarrollo:

- Fortalecimiento de la planta de personal de la SSPD: recientemente fueron emitidos los Decretos 1369 y 1370 de 2020, por los cuales se modifican la estructura de la SSPD y la planta de personal de la misma.
- Fortalecimiento de los sistemas de información: se entiende abordada dentro de las funciones que el Decreto 1369 establece para la Oficina de Tecnologías de la información y las comunicaciones.
- Supervisión basada en riesgos: el Decreto 1369 de 2020, dentro de la nueva estructura de la SSPD, crea la Oficina de Administración de Riesgos y Estrategias de Supervisión, entre cuyas funciones están:

- Proponer al Superintendente los lineamientos estratégicos respecto de información; gobierno de los datos; estándares prudenciales y de gestión de riesgos; y prácticas de supervisión.
- Elaborar los lineamientos estratégicos respecto de estándares y mejores prácticas en materia de supervisión basada en riesgos, de conformidad con la normativa vigente.
- Diseñar y promover la implementación de políticas, mecanismos y metodologías para la supervisión basada en riesgos de los prestadores de servicios públicos domiciliarios.
- Definir y actualizar la estructura y características del marco metodológico para el ejercicio de la supervisión basada en riesgos.
- Diseñar e implementar, en coordinación con las dependencias correspondientes, la documentación necesaria para el desarrollo del marco metodológico de riesgos.
- Coordinar el desarrollo de investigaciones, estudios, indicadores y reportes de analítica sobre aspectos financieros, técnicos, administrativos y tarifarios, y análisis de riesgos de los prestadores de servicios públicos domiciliarios.

Las siguientes propuestas requieren de un cambio de Ley para su implementación. Se entiende deben ser incluidas en el proyecto de Ley que la Superintendencia viene estructurando para presentación y estudio en el año 2021:

- Fortalecer capacidad sancionatoria: se sugiere que además de evaluarse el aumento a los montos máximos de las sanciones aplicables, se considere establecer la capacidad de ordenar la devolución de pagos injustificados de tarifa, así como, en aspectos tales como conexiones, cambios de comercializador y otros específicamente establecidos, dar la potestad de dar instrucciones directas de acción a los prestadores de servicios público.
- Fortalecimiento del fondo empresarial: es una necesidad imperativa. Los recientes pronunciamientos de la Corte Constitucional respecto a lo contenido en el Plan Nacional de Desarrollo 2018-22, evidencian la necesidad de trámite específico de Ley en el corto plazo. Se considera fundamental así mismo, la administración por parte de una entidad idónea, como Fogafín, de los recursos del fondo, como proponen los expertos de la MTE.
- Establecer un cuerpo colegiado asesor para imponer sanciones y dar concepto sobre intervenciones. Se recomienda que la actuación de este cuerpo asesor en materia de sanciones, se defina para montos superiores a cierto límite, de manera que no se requiera de su concepto previo para las actuaciones de la SSPD para sanciones inferiores a dicho límite.

**Elementos habilitadores:** trámite de Ley

- Respecto a la coordinación institucional entre SSPD y SIC, se considera necesario fortalecer esta coordinación mediante convenios interadministrativos, que, entre otras cosas, garanticen al adecuado entendimiento de las particularidades de los sectores de energía eléctrica y gas combustible por parte de la SIC. Se propone que estos convenios interadministrativos incluyan aspectos como el intercambio de funcionarios con asignaciones temporales y específicas entre las dos entidades, el trabajo

- conjunto en investigaciones y estudios económicos relativos a aspectos de competencia en el sector, mejores prácticas a nivel internacional, entre otros.
- Por último, respecto a la Unidad de Monitoreo de Mercado (UMM), el proceso de fortalecimiento de esta unidad al interior de la SSPD se viene desarrollando. Sin embargo, en opinión del consultor, independientemente de la existencia de esta unidad, se sugiere que la industria, con el liderazgo del Ministerio de Minas y Energía, evalúe con alta prioridad la estructuración de un Autorregulador de los mercados eléctrico y de gas combustible, con poder investigativo y sancionatorio.

La experiencia del Autorregulador del Mercado de Valores (AMV) en el sector financiero puede servir de base para el análisis. La autorregulación formal, con poder sancionatorio, independiente de las actuaciones que la SSPD pueda iniciar, es considerada un desarrollo natural de la Resolución CREG 080 de 2019 que debe ser promovido por la misma industria. No se trata acá de cargar a la institucionalidad con mayor burocracia, mucho menos al usuario con nuevos cargos regulados para remunerar una nueva actividad o entidad. Se trata de una iniciativa de la industria, financiada por la misma industria, que busque garantizar altos estándares de comportamiento de agentes y personas en los mercados eléctricos y de gas. En la medida en que, como se espera, la transformación energética implique el desarrollo de nuevos mercados, productos, servicios, una profundización de la liquidez de los mercados, mayor volumen de transacciones en los mercados de corto, mediano y largo plazo, gana relevancia contar con un robusto esquema de autorregulación que garantice la transparencia, el adecuado comportamiento y que sirva además como garantía hacia el público general de las actuaciones de agentes y personas vinculadas a los mercados eléctrico y de gas natural.

#### 5.3.4.2. Hoja de ruta a propuestas a reformas a las SSPD

Tabla 44. Hoja de ruta reformas a SSPD

SSPD	Fecha de inicio	Fecha Final
Fortalecimiento de la capacidad sancionatoria	1/01/2021	31/12/2021
Fortalecimiento del fondo empresarial	1/01/2021	31/12/2021
Establecimiento de cuerpo colegiado asesor	1/01/2021	31/12/2021
Convenios interadministrativos SSPD-SIC	1/01/2021	31/12/2021
Análisis de la estructuración de un Autorregulador del Mercado Eléctrico	1/01/2021	31/12/2022
Implementación de la figura de Autorregulador	1/01/2023	31/12/2026



### 5.3.5. Reformas a XM, CNO, CAC, CAPT Y CAPTG

#### 5.3.5.1. XM

- Los expertos de Foco 5 de la MTE, consideran que el esquema apropiado de propiedad accionaria de XM, de manera que se garantice su independencia y blindarlo de intereses particulares, es que sea propiedad de los agentes del mercado, en iguales proporciones. La Junta Directiva de la nueva empresa no contará con representación directa de las empresas y todos sus miembros serán independientes. Proponen adicionalmente que la Junta Directiva de XM cumpla dos tareas principales:
  - Hacer propuestas no vinculantes al Ministerio de Minas y Energía en aspectos de política energética, a la CREG en materia de regulación y a la UPME en materia de planeación.
  - Las funciones naturales de una Junta Directiva.

La solución propuesta al esquema de propiedad de XM parece lógica en principio, sin embargo, llevarla a la práctica tendrá complejidades que tal vez no hayan sido previstas en la propuesta. Surge, por ejemplo, la inquietud de la posibilidad, disponibilidad y disposición de todas las empresas del sector de contar con participación accionaria en el operador del mercado. Así mismo, debe considerarse que ISA es una empresa listada en bolsa, que, si bien conserva mayoría estatal en su participación accionaria, cuenta con un número plural de accionistas minoritarios, que pueden entender afectados sus intereses por esta enajenación de los activos de XM. Evidentemente es posible que la valoración de XM dentro de los activos de ISA sea marginal, lo que no despeja en todo caso la posibilidad de acciones en contra de la transacción.

Se propone entonces fortalecer la separación legal existente, incluyendo dentro del gobierno corporativo de XM aspectos como administradores independientes, esto es, que se considere que todos los Miembros de Junta Directiva de XM sean independientes. También se considera conveniente que directivos de una entidad no puedan ejercer funciones similares o en actividades relativas a la actuación de ISA en el mercado eléctrico colombiano. Es decir, un directivo de ISA, involucrado en el negocio de transmisión en Colombia no podría ejercer un



cargo directivo a futuro en XM, o un alto directivo de XM, ejercer un cargo directivo en ISA en el negocio de transmisión de energía eléctrica en Colombia. En esencia, establecer un régimen de inhabilidades para ejecutivos de una y otra entidad en lo que hace referencia a la operación del mercado eléctrico y el negocio de transmisión de energía eléctrica en Colombia.

- Respecto a la adjudicación por medio de un proceso competitivo para las funciones de ASIC, como se analizó anteriormente en este documento, numeral 5.1.1, no se considera conveniente la implementación de la propuesta. Se buscaría en su lugar coordinar el seguimiento al desempeño del ASIC por parte de la industria, más allá de las auditorías actuales contenidas en la regulación.

**Elementos habilitadores:** regulación CREG.

#### 5.3.5.2. CNO:

- Se propone que se amplíe la conformación del CNO. En este sentido se considera necesario revisar las reglas sobre las cuales la conformación del CNO se asigna en proporción a la participación de mercado o el tamaño de las empresas. Así mismo, se considera necesario incluir dentro de los escalones de representación a nuevas empresas de generación renovable; incluso, en opinión del grupo de trabajo de la segunda fase de la MTE, se considera oportuno incluir representantes de la demanda y de DERs. La conformación del CNO proviene de la Ley 142 de 1994. Las nuevas realidades del mercado y las expectativas futuras de participación de nuevos agentes, requiere de una revisión y ajuste a la conformación del CNO que refleje esta nueva realidad. Se sugiere que la representatividad de la demanda en el CNO esté a cargo del CAC.

**Elementos habilitadores:** reforma de Ley

#### 5.3.5.3. CAC:

- Se propone reducir su composición e incluir representación de la demanda. Es importante considerar que la financiación de la operación del CAC proviene precisamente de los aportes de los miembros elegidos anualmente, con derecho a voto. Reducir su composición necesariamente implicaría una revisión del esquema de financiación de las actividades e infraestructura del Comité. Por lo anterior, se requiere hacer una revisión al esquema de financiamiento del CAC, diferente al actual, que podría estar a cargo de todos los agentes comercializadores, sin que esto implique sobrecostos para la demanda. Se considera fundamental implementar la recomendación de contar con un representante de la demanda. Se considera así mismo oportuno, que el CAC participe como representante de la demanda ante el CNO, con voz y voto.

**Elementos habilitadores:** modificación Resoluciones CREG 68 de 1999 y 123 de 2003.

#### 5.3.5.4. CAPT:

- Se propone la revisión de la composición y funcionamiento del CAPT mediante la designación de expertos independientes no vinculados a las empresas. Al no estar vinculados directamente a las empresas, la designación de estos expertos dejará de ser en función del tamaño de las mismas como lo es actualmente, aunque se mantendrá la representación de las actividades de generación, distribución, transmisión, comercialización y demanda.

**Elementos habilitadores:** Resoluciones MME.

#### 5.3.5.5. CAPTG:

- Como se analizó en el numeral 2.3.1 de este documento, se considera oportuno evaluar la creación del Comité Asesor de Planeación de la infraestructura de Transporte de Gas natural, CAPTG dentro de los lineamientos que emitirá el Ministerio de Minas y Energía en el corto plazo : *“Lineamientos de política energética de mediano y largo plazo, para asegurar el abastecimiento de gas natural de manera continua, confiable, segura y eficiente y lineamientos de política energética para incentivar la demanda de consumo de gas natural combustible.”*

#### 5.3.6. Hoja de ruta para reformas a XM, CNO, CAC, CAPT Y CAPTG

Tabla 45. Hoja de ruta reformas XM, CNO, CAC, CAPTG

<b>XM, CNO, CAC, CAPTG</b>	<b>Fecha de inicio</b>	<b>Fecha Final</b>
<b>XM</b>		
Establecimiento de régimen de inhabilidades	1/01/2021	31/12/2021
Coordinación para el seguimiento al desempeño del ASIC por parte de la industria	1/01/2021	31/12/2021
<b>CNO</b>		
Ampliación de la conformación del CNO	1/01/2021	31/12/2021
<b>CAC</b>		
Modificación Resoluciones CREG 68 de 1999 y 123 de 2003 - Modificaciones a la composición del CAC	1/01/2021	31/12/2021
<b>CAPTG</b>		
Evaluación creación del Comité Asesor de Planeación de la infraestructura de Transporte de Gas natural	1/01/2021	31/12/2021

Fuente: Elaboración propia

## 5.4. Coordinación Institucional

- Se considera necesario implementar la propuesta de los expertos de Foco 5 de la MTE respecto a la formalización de instancias de coordinación institucional y seguimiento del mercado. No se trata de crear nuevas entidades, sino de formalizar el establecimiento, calendario, temas específicos, rendición de informes, de estos comités de seguimiento.

El Ministerio de Minas y Energía emitió recientemente para consulta un proyecto de *Decreto “por el cual se crea la Comisión Intersectorial para el Seguimiento de los Sectores de Energía Eléctrica y Gas”*, que incluye algunos aspectos en la misma lógica de las propuestas de le MTE. Se sugiere al Ministerio revisar, junto con los comentarios de la industria, el contenido de esta iniciativa, siempre considerando que, para el adecuado funcionamiento de estos comités, no se requiere de nueva institucionalidad, pero si de una reglamentación para el adecuado y disciplinado funcionamiento de estas instancias de seguimiento.

**Elementos habilitadores:** ajustes al Proyecto de Decreto en cuestión.

- Se requiere una actuación decidida de parte del Ministerio de Minas y Energía en coordinación con el DNP, que promueva el adecuado y eficiente funcionamiento de la Comisión Intersectorial de Infraestructura y Proyectos Energéticos (CIPE), incluyendo la coordinación entre la nación y los territorios.

**Elementos habilitadores:** revisión documento CONPES 3762 de 2013.

### 5.4.1. Hoja de ruta coordinación institucional

Tabla 46. Hoja de ruta coordinación institucional

Coordinación Interinstitucional	Fecha de inicio	Fecha Final
Revisión y ajustes al Decreto MME en consulta de 2020	1/01/2021	31/12/2021
Revisión documento CONPES 3762 de 2013	1/01/2021	31/12/2021

Fuente: Elaboración propia



**ANEXO 3: CONSULTORÍA JURÍDICA DE APOYO PARA LA  
IMPLEMENTACIÓN DE LAS RECOMENDACIONES DE LA  
MISIÓN DE TRANSFORMACIÓN ENERGÉTICA**

CONSULTOR: JOSE PLATA PUYANA- ENERO 2021

## Contenido

1.	Introducción al documento con base en las etapas del Análisis de Impacto Normativo .....	2
1.1.	Definir cuáles son las problemáticas conducentes frente a la situación actual del país. ....	3
1.2.	Definir cuáles son los objetivos.....	3
1.3.	Selección de opciones y/o alternativas.....	4
2.	Análisis de las opciones propuestas.....	5
2.1.	Función Legislativa .....	7
2.2.	Función Ejecutiva .....	8
2.3.	Análisis de los diferentes medios de políticas públicas .....	9
2.3.1.	Vía Decreto .....	10
2.3.2.	Vía Resolución del Ministerio de Minas y Energía - MME .....	12
2.3.3.	Vía CONPES .....	13
2.4.	Análisis de los diferentes medios para hacer regulación.....	15
2.4.1.	Vía la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) .....	15
2.4.2.	Vía Resolución del Ministerio de Minas y Energía.....	15
3.	Selección de las opciones y las alternativas disponibles para implementar las recomendaciones priorizadas de la Misión de Transformación Energética .....	16

## 1. Introducción al documento con base en las etapas del Análisis de Impacto Normativo

El Consultor, previo al análisis presentado en este documento, participó en las reuniones con las entidades de la Secretaría Técnica con el objetivo de realizar el levantamiento de línea base y el análisis de las propuestas de la Fase 1 de la Misión de Transformación Energética (MTE). De igual manera, para efectos de cumplir con la identificación de los cambios que se deben introducir al ordenamiento jurídico para implementar las propuestas priorizadas de la MTE, el Consultor utilizó como referente la “Guía Metodología de Análisis de Impacto Normativo”<sup>1</sup> del Departamento Nacional de Planeación con ayuda de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE).

Esta guía metodológica plantea la posibilidad de crear una herramienta y un proceso que sirvan para mejorar la toma de decisiones en cuanto a política pública y a las regulaciones, la cual sirve para determinar si es necesario intervenir en determinada materia, y en caso de serlo, cómo debe hacerse, con el fin de alcanzar objetivos concretos y que la relación costo – beneficio sea adecuada y este acorde con la política monetaria y de desarrollo del país.

La Guía Metodología de Análisis de Impacto Normativo está dirigida para todas las entidades que emiten regulaciones, es decir para todas aquellas entidades del orden central o descentralizado, del nivel nacional o territorial. Esta Guía no solo está pensada para justificar desde un punto de vista legal la adopción de determinada regulación, sino de asegurarse que, entre todas las opciones posibles, la propuesta que entrega la entidad sea la que mayores beneficios traerá a la sociedad colombiana y la que permitirá obtener resultados para el crecimiento y desarrollo económicos del país.

En este sentido, la Guía Metodología de Análisis de Impacto Normativo crea una serie de etapas básicas que todo análisis de impacto normativo debe contener para generar un óptimo funcionamiento de la guía, a saber:

- ✓ Definición del problema
- ✓ Definición de los objetivos
- ✓ Selección de opciones y/o alternativas
- ✓ Preparación del análisis de impacto
- ✓ Elaboración de la conclusión
- ✓ Diseño de la implementación y monitoreo
- ✓ Reporte sobre la consulta

De acuerdo con estas etapas, lo primero que le corresponde al Consultor será estudiar y delimitar las tres (3) primeras fases planteadas por la Guía Metodológica, las cuales se pueden resumir de la siguiente manera:

---

<sup>1</sup> Documento disponible en:  
<https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Desarrollo%20Empresarial/Gu%C3%ADa%20Metodol%C3%B3gica%20de%20An%C3%A1lisis%20de%20Impacto%20Normativo.pdf>

## 1.1. Definir cuáles son las problemáticas conducentes frente a la situación actual del país.

Dentro de la primera etapa se realiza el proceso más importante de toda la Guía metodológica, ya que una adecuada definición del problema contribuirá a un análisis de mejor calidad que muestre una solución adecuada para la problemática que se tiene presente<sup>2</sup>.

Para el Gobierno Nacional, la problemática que está sujeta a esta consultoría, radica en el interés que tiene él mismo de estructurar una propuesta de modernización del marco institucional y regulatorio del sector eléctrico que tiene 25 años de evolución para: i) facilitar la entrada de nuevos agentes, de nuevas tecnologías que ayuden a la mejora del sistema y por último de nuevos esquemas transaccionales que promover la eficiencia del mercado; y ii) garantizar el suministro de la energía a precios eficientes en todo momento, lograr una mayor calidad y cobertura del servicio y aumentar la resiliencia ante fenómenos climáticos.<sup>3</sup>

## 1.2. Definir cuáles son los objetivos

En esta etapa del Análisis de Impacto Normativo se responde a la siguiente pregunta: ¿Qué es lo que el gobierno pretende alcanzar con su intervención? En el caso que nos ocupa, la respuesta a esta pregunta se aproximó mediante 5 focos:

- a) Foco 1: Competencia, participación y estructura del mercado eléctrico. Lograr mayor confiabilidad en el suministro de energía para todos los colombianos a precios más eficientes.
- b) Foco 2: El gas natural en la transformación energética. Abastecimiento, suministro y demanda. Dinamizar la oferta y demanda de gas natural, aumentando su participación en las plantas de generación.
- c) Foco 3: Descentralización, digitalización y gestión eficiente de la demanda de energía. Promover un rol más activo del usuario de energía con la introducción de nuevas tecnologías como los medidores inteligentes y los recursos energéticos distribuidos que le permitan recibir señales de precios, tomar decisiones de consumo más eficientes y mejor fundamentadas
- d) Foco 4: Cierre de brechas, cobertura y calidad del servicio. Focalización eficiente de los subsidios. Llevar energía a más de 500 mil familias que hoy no cuentan con este servicio con un enfoque de focalización de subsidios.

---

<sup>2</sup> Departamento Nacional de Planeación, Guía Metodología de Análisis de Impacto Normativo), pág. 8. Disponible en: <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Desarrollo%20Empresarial/Gu%C3%ADa%20Metodo%20de%20An%C3%A1lisis%20de%20Impacto%20Normativo.pdf>

<sup>3</sup> <https://energiaevoluciona.org/transformacion#>

- e) Foco 5: Revisión del marco institucional y regulatorio. Fortalecer y modernizar las instituciones y entidades del sector, y lograr una mayor coordinación que les permita responder a los nuevos desafíos del sector eléctrico.

### 1.3. Selección de opciones y/o alternativas

En esta etapa, corresponde explorar todas las posibilidades reales que sean capaces de resolver el problema de raíz y así lograr integrarlas a una posible solución cuando se tenga la certeza de que hay una potencialidad de crear una mejora en la actualidad del sistema. Es aquí cuando el Gobierno se enfrenta con las siguientes opciones: (i) opción de no hacer nada; (ii) opciones regulatorias.

#### (i) Opción de no hacer nada

La línea de base para este punto se determina analizando lo que sucederá sin que medie una intervención gubernamental; es entender qué pasará si las cosas siguen como están. Debido a que la MTE es una iniciativa para hacer cambios estructurales en el sector, la implementación y el análisis de las recomendaciones de la MTE necesariamente requiere de opciones que cambien el ordenamiento jurídico, de manera que el reto consistió en determinar cuáles son esos cambios.

#### (ii) Opciones de cambios normativos

Es la forma tradicional de intervención, a través de un instrumento legal que describe detalladamente las obligaciones y responsabilidades de cada uno de los actores afectados por la regulación, se establecen objetivos o resultados específicos, se promueve la innovación y la búsqueda de eficiencia, así como las sanciones en que se incurre en caso de incumplimiento. Por regla general, muy posiblemente las opciones regulatorias terminarán siendo implementadas a través de un instrumento legal, es decir una ley, un decreto, una resolución, etc<sup>4</sup>.

### **Las opciones y alternativas identificadas por el Consultor se clasificaron en cuatro:**

- a) Recomendaciones cuya implementación requiere un cambio de ley: Esto se debe a que los artículos 365 y 367 de la Constitución señalan que los *“servicios públicos estarán sometidos al régimen jurídico que fije la ley”* y que mediante ley *“se fijará las competencias y responsabilidades relativas a la prestación de los servicios públicos domiciliarios”*. En consecuencia, el Congreso de la República fijó un régimen básico y/o se ocupó de aspectos puntuales y específicos en ejercicio de las funciones contenidas en el artículo 150 de la Constitución según el cual *“corresponde al Congreso hacer las leyes”*, las cuales únicamente pueden ajustarse por el mismo Congreso de la República<sup>5</sup>.
- b) Emisión de lineamientos de política pública: De acuerdo con el artículo 370 de la Constitución, el Presidente de la República tiene la facultad de *“señalar, con sujeción a la ley, las políticas generales de administración y control de eficiencia”* en

---

<sup>4</sup> Departamento Nacional de Planeación, Guía Metodología de Análisis de Impacto Normativo), págs. 20-22. Disponible en: <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Desarrollo%20Empresarial/Gu%C3%ADa%20Metodo%20de%20An%C3%A1lisis%20de%20Impacto%20Normativo.pdf>

<sup>5</sup> Corte Constitucional, Sentencia C-150-2003.



los sectores de energía y gas combustible. Adicionalmente, el artículo 1.1.1.1.1 del Decreto Único Reglamentario 1073 de 2015 señala que el Ministerio de Minas y Energía tiene “*como objetivo formular, adoptar, dirigir y coordinar las políticas, planes y programas del Sector de Minas y Energía*”. En este punto también se incluyen aquellos temas en los cuales el mismo Congreso de la República ha asignado al Ministerio de Minas y Energía la función de fijar la política pública, como es el caso de la planeación de la expansión de cobertura, planeación de transmisión y distribución, eficiencia energética, promoción de renovables, subsidios en zonas no interconectadas, entre otros<sup>6</sup>.

- c) Intervención activa en la definición de la agenda institucional y expedición de nueva regulación: El artículo 71 de la Ley 142 de 1994 señala que el Ministro de Minas y Energía o el Viceministro de Energía presidirán la Comisión de Regulación de energía y Gas - CREG. En este sentido, este Ministerio a través de su papel dentro de la CREG tiene un papel protagónico para impulsar las reformas que son competencia del regulador a través de su rol como presidente de esta Comisión.
- d) Seguimiento al desarrollo de la agenda institucional: En este grupo se clasifican las reformas que ya han avanzado en la agenda regulatoria y revisten menor complejidad, de manera que se requiere que el Ministerio haga seguimiento, menos activo (comparado con el tipo de acción previo) al desarrollo de la agenda, buscando ser garante de su apropiada implementación.

Una vez definidas cuales son las alternativas y las opciones que se pueden adoptar para conseguir los fines deseados, se debe pasar a detallar cada una de esas opciones y cómo éstas coexisten en armonía, respetando la órbita de competencia de las diferencias entidades que intervienen dentro del Estado colombiano.

## 2. Análisis de las opciones propuestas

Los artículos 365<sup>7</sup>, 367<sup>8</sup> y 370<sup>9</sup> de la Constitución Política contienen el marco normativo relevante para entender la distribución de funciones entre en el Congreso de la República (cabeza de la Rama Legislativa) y el Presidente de la República (cabeza de la Rama Ejecutiva). Estos artículos reflejan lo que se conoce como la separación del poder público. La separación de poderes es la forma más clásica de los Estados de Derecho dada la necesidad de controlar el ejercicio del poder público mediante la distribución de

---

<sup>6</sup> (Artículo 67.2 y 99 de la Ley 142 de 1994, artículo 18 de la Ley 143 de 1994, artículos 4, 5 y 9 de la Ley 697 de 2001, entre otras)

<sup>7</sup> “*Los servicios públicos estarán sometidos al régimen jurídico que fije la ley, podrán ser prestados por el Estado, directa o indirectamente, por comunidades organizadas, o por particulares. En todo caso, el Estado mantendrá la regulación, el control y la vigilancia de dichos servicios*”.

<sup>8</sup> “*La ley fijará las competencias y responsabilidades relativas a la prestación de los servicios públicos domiciliarios, su cobertura, calidad y financiación, y el régimen tarifario que tendrá en cuenta además de los criterios de costos, los de solidaridad y redistribución de ingresos*”.

<sup>9</sup> “*Corresponde al Presidente de la República señalar, con sujeción a la ley, las políticas generales de administración y control de eficiencia de los servicios públicos domiciliarios y ejercer por medio de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, el control, la inspección y vigilancia de las entidades que los presten*”.

determinadas funciones entre las diferentes entidades del Estado. Si bien el Estado colombiano tiene una división tripartita del poder público, esto no puede entenderse como una separación absoluta, ya que existe el principio de la “colaboración armónica”<sup>10</sup> entre aquellas.

Es así como se pasa a hacer un análisis de las funciones propias de Rama Legislativa y la Rama Ejecutiva, con el fin de determinar cómo interactúan entre ellas y que funciones están en su poder para desarrollar un Estado más eficiente, de manera que no haya usurpación de funciones que puedan afectar la división del poder público. Las señales reglamentarias efectivas, aplicables, transparentes y operativas para el sector de los servicios públicos domiciliarios son el presupuesto necesario para el desarrollo económico sostenible de un país. Los organismos reguladores han desarrollado características conceptuales, legales, técnicas y económicas, que son fundamentalmente apreciadas. La principal significación es que, además de otras variables económicas, la prestación de estos servicios también refleja la complejidad en la estructura social, política y de infraestructura.

Es por esto por lo que mediante Sentencia C – 263 de 2013 la Corte Constitucional definió que la regulación de los servicios públicos se entiende de la siguiente manera:

*El artículo 365 de la Constitución dispone que “los servicios públicos estarán sometidos al régimen jurídico que fije la ley (...)”. A su turno, el artículo 367 indica que “la ley fijará las competencias y responsabilidades relativas a la prestación de los servicios públicos domiciliarios, su cobertura, calidad y financiación, y el régimen tarifario que tendrá en cuenta además de los criterios de costos, los de solidaridad y redistribución de ingresos (...)”. En concordancia con lo anterior, el numeral 21 del artículo 150 de la Carta asigna al Congreso la función de “expedir las leyes de intervención económica, previstas en el artículo 334, las cuales deberán precisar los fines, alcances y los límites a la libertad económica”; a su vez, el numeral 23 del mismo artículo asigna al Congreso el deber de “expedir las leyes que regirán (...) la prestación de los servicios públicos”. Las precitadas normas constituyen la base de lo que se conoce como reserva de ley en materia de servicios públicos, según el cual corresponde al Congreso, como foro democrático y participativo de primer orden, regular directamente la prestación de servicios públicos.”<sup>11</sup>*

Según la Constitución le corresponderá al Estado regular el servicio público, esto quiere decir que primero la Rama Legislativa deberá dictar todas aquellas leyes y el marco general (Leyes 142 de 1994, 143 de 1994, 1715 de 2014, entre otras) para que después venga el Poder Ejecutivo en cabeza del presidente de la República y reglamente esas leyes por vía de política pública o por vía regulación. Es así como la Corte constitucional a través de su Sentencia C – 272 de 1998 determino que:

*“Por ende, al legislador a quien constitucionalmente compete definir el régimen general de los servicios públicos. (...) conforme al carácter autónomo y descentralizado del Estado colombiano (CP art. 1º), los*

---

<sup>10</sup> Constitución Política, Artículo 113, inciso 3º: “Los diferentes órganos del Estado tienen funciones separadas pero colaboran armónicamente para la realización de sus fines”

<sup>11</sup> Corte Constitucional, Sección Primera. (8 de mayo de 2013) Sentencia C – 263 de 2013 [MP Jorge Iván Palacio Palacio].

*departamentos y los municipios pueden reglamentar las normas fijadas por el Congreso, y adaptarlas a las necesidades particulares propias del ámbito territorial en que se encuentran. (...) Por su parte, el Presidente no sólo conserva en esta materia, como en todos los campos, la potestad para reglamentar, por medio de decretos, las leyes sobre servicios públicos expedidas por el Congreso a fin de asegurar su cumplida ejecución (CP art. 150 ord. 11) sino que, además, tiene competencias propias en materia de servicios domiciliarios. En efecto, el artículo 370 de la Carta le atribuye la facultad de señalar, con sujeción a la ley, las políticas generales de administración y control de eficiencia de los servicios públicos domiciliarios. Igualmente le corresponde el ejercicio, por medio de la Superintendencia de Servicios Públicos, del control, inspección y vigilancia de las entidades prestadoras de tales servicios. Respecto a la competencia del Presidente para formular dichas políticas, debe aclararse que, tal y como esta Corte ya lo ha precisado, es el Legislador a quien compete fijar los parámetros generales según los cuales el Presidente debe señalar esas políticas.”<sup>12</sup>*

## 2.1. Función Legislativa

El artículo 150 de la Constitución señala que *“corresponde al Congreso hacer las leyes”*. Adicionalmente, los artículos 365 y 367 de la Constitución señalan que los *“servicios públicos estarán sometidos al régimen jurídico que fije la ley”* y que mediante ley *“se fijará las competencias y responsabilidades relativas a la prestación de los servicios públicos domiciliarios”*.

La definición de la función legislativa tiene que hacerse desde una perspectiva material, ya que esta aproximación se ajusta a los que en un Estado moderno se debe entender por esta función. La función legislativa es entonces, la actividad estatal que tiene por objeto la creación de normas jurídicas generales o, entendiéndolo de otra manera, es aquella entidad que tiene la función de hacer las leyes entendiéndolo éstas últimas como *“las normas que crean, modifican o extingan situaciones jurídicas de carácter general y permanente”*<sup>13</sup>.

Es así, que mediante un sistema democrático el Congreso tiene el poder esencial de hacer leyes, limitando el poder de la Rama Ejecutiva únicamente a la tarea de aplicar las leyes que se adopten y que se expidan por el Congreso.<sup>14</sup> En línea con lo anterior es posible determinar, que el poder más importante del Congreso en cuestión de los servicios públicos domiciliarios es, a saber:<sup>15</sup>

- (i) Poder de delimitación: El poder de delimitación hacer referencia a las situaciones en las cuales el Congreso define el marco de acción del Poder Ejecutivo y en general del propio Estado. Dentro de este poder el Congreso de Colombia tiene las facultades para:

---

<sup>12</sup> Corte Constitucional, Sección Primera. (3 de junio de 1998) Sentencia C – 272 de 1998 [MP Alejandro Martínez Caballero].

<sup>13</sup> A. Copete Lizarralde, Conferencia de derecho administrativo, Bogotá, Universidad Javeriana, 1962, pág. 3.

<sup>14</sup> Naranjo Mesa, V. (2014). Teoría constitucional e instituciones políticas (12.a ed.). Temis.

<sup>15</sup> Naranjo Mesa, V. (2014). Teoría Constitucional e Instituciones Políticas (12a ed.). Editorial Temis

- a. Fijar el marco de acción mediante el cual el Poder Ejecutivo podrá determinar todas aquellas políticas y regulaciones, siempre sujetándose a lo establecido por la Constitución.
- b. Dentro del poder de delimitación que tiene el Congreso de la República, se puede entender que el legislador tiene en su cabeza la obligación y la posibilidad de asignar funciones administrativas en cabeza de aquellos organismos u entidades que por su función social y su función con el Estado, tienen las características necesarias para llevar a cabo las funciones asignadas sin previamente tener que buscar una autorización por parte del ejecutivo para asignar las funciones a las entidades que se consideren como aptas.
- c. Otorgar facultades extraordinarias a través de las cuales el Gobierno puede dictar decretos con fuerza de ley supliendo así el propio legislador ordinario. Esto puede entenderse como un sistema de “micro legislación” ejercida por el Ejecutivo para desarrollar los fines del Estado.

Por último, otro poder relevante para efectos de servicios públicos es el presupuestal, según el cual el Congreso de la República tendrá la capacidad de determinar cuáles serán las cifras de las rentas y gastos anuales que se deben destinar por el Estado, a los diferentes sectores del país. Una vez se haya votado el presupuesto general de la Nación, el Congreso podrá imponer una limitación de característica presupuestal a las acciones del Gobierno Nacional (es decir al poder ejecutivo).

## 2.2. Función Ejecutiva

A la Rama Ejecutiva le corresponde ejecutar, en forma coordinada, todas las actividades administrativas que están al servicio de los intereses generales de la comunidad para el cumplimiento de los fines esenciales del Estado. Está representada por el Presidente de la República, quien simboliza la unidad nacional, es el Jefe de Estado, Jefe de Gobierno y suprema autoridad administrativa.

Desde un criterio formal, la función administrativa consiste fundamentalmente en realizar los actos necesarios para el cumplimiento de las leyes previamente emitidas por el Congreso de la República, o como lo define el profesor Sarria: *“La función por la cual los gobernantes expresan su voluntad con el fin de crear una situación jurídica subjetiva o de condicionar una situación jurídica objetiva”*<sup>16</sup>.

El objeto de la función ejecutiva o administrativa, no se limita entonces al de hacer cumplir las leyes que provienen del poder legislativo, sino que va mucho más lejos de estas funciones. en líneas generales se puede decir que el objeto de la función administrativa consiste en lo siguientes:

- (i) Hacer cumplir las leyes: el Gobierno dispone en medios de coerción y de represión (como la fuerza pública) para dar un cumplimiento efectivo al estado social de derecho.
- (ii) Administrar los bienes del Estado
- (iii) Ejercer la alta dirección política del Estado

---

<sup>16</sup> Sarria, E. (1968). Derecho Administrativo (5 ed.). Editorial Temis

- (iv) Dirigir las Relaciones Exteriores
- (v) Planificar la economía
- (vi) Preservar el orden público
- (vii) Defender la integridad territorial
- (viii) y una de las que más nos compete en este escrito, la función de garantizar el suministro de los servicios públicos domiciliarios.

Pero la pregunta que surge entonces en este momento es ¿cómo actúa el Ejecutivo? Así como el legislativo actúa a través de leyes, el Ejecutivo actúa por regla general a través de decretos y resoluciones. Los decretos son normas de carácter general expedidos por el Gobierno Nacional de turno, ateniéndose siempre a las disposiciones de la Constitución y de la ley, con el objetivo de regular situaciones objetivas y subjetivas. Dentro del análisis constitucional y en miras al derecho administrativo, es preciso aclarar que por el hecho de que los actos administrativos deban estar conforme al derecho objetivo (es decir la Constitución y la ley) se entiende que la función ejecutiva está subordinada al poder legislativo.

Una vez definida cuáles son las funciones legislativas y ejecutivas, es menester de esta consultoría determinar cómo y quién está facultado para poder reglamentar y emitir direccionamientos en el sector de los servicios públicos domiciliarios.

### 2.3. Análisis de los diferentes medios de políticas públicas

Las políticas públicas reflejan los ideales y deseos de la sociedad, expresan las metas de bienestar colectivo, nos permiten comprender la dirección del desarrollo, señalan las metas a alcanzar a través de la intervención pública y la forma en que se asignan las responsabilidades y los recursos entre todas las personas que conforman la sociedad. Por lo tanto, la política pública no es solo una lista de actividades y de asignaciones presupuestarias, sino que cada vez más se ha ampliado su papel, ya que se puede enmarcar dentro de estas la materialización de las visiones del Estado y se conforma el puente visible entre el Gobierno y los ciudadanos.

El Instituto de Estudios del Ministerio Público (IEMP) definió a las políticas públicas como:

*“el proceso de una política pública expresa la utilidad del poder público para canalizar recursos sociales en procura de la satisfacción de las necesidades de los ciudadanos. Es un proceso colectivo para resolver los conflictos generados por la construcción social de lo que son los bienes comunes y su administración.”<sup>17</sup>*

Sin más preámbulo, el Consultor procede a discutir como mediante mandato del presidente de la Republica se pueden dar distintos modos en los cuales se expiden políticas públicas. A saber, son:

---

<sup>17</sup> Torres-Melo. J, Santander. J. Introducción a las políticas públicas. Conceptos y herramientas desde la relación entre Estado y ciudadanía (noviembre 2013). Instituto de Estudios del Ministerio del Interior (IEMP) Ediciones.

### 2.3.1. Vía Decreto

El Presidente de la República de Colombia, en desarrollo de la facultad contenida en el numeral 11 del artículo 189 de la Constitución Política y con fundamento en la potestad reglamentaria permanente podrá cumplir con la ejecución de las leyes a través de lo que se conoce como los Decretos Reglamentarios. En materia de servicios públicos domiciliarios, el artículo 370 de la Constitución especifica esta facultad en los siguientes términos: “señalar, con sujeción a la ley, las políticas generales de administración y control de eficiencia”.

Frente a lo anterior, se podría determinar que los Decretos Únicos Reglamentarios son aquellos actos administrativos emitidos por el Gobierno Nacional, en los cuales las normas vigentes de carácter reglamentario se incorporan en un solo cuerpo normativo que es íntegramente de la competencia de la administración pública nacional. El propósito de estos Decretos es que las personas comprendan mejor la ley y determinen la efectividad de las normas para facilitar a todos los ciudadanos y autoridades el ejercicio de los mismos derechos y así se logre desempeñar plenamente las funciones inherentes al Estado.

Si bien la potestad reglamentaria del Presidente le permite tener vía libre para emitir Decretos Reglamentarios para la reglamentación de determinados sectores del país, esto no evita que esa potestad reglamentaria tenga una limitación constitucional. A saber, la Corte Constitucional consideró, que:

*“Dicho en otras palabras, so pretexto de aclarar y hacer mucho más explícita una norma de carácter legal, el Presidente de la República no puede llegar al extremo de recortar o ampliar lo que en ella se dispone, pues ello, además de constituir un ejercicio desbordado e ilegítimo de dicha función, equivale a desconocer el espíritu del legislador y el principio democrático en el cual se inspira el cumplimiento de la función legislativa por parte del Congreso de la República.”<sup>18</sup>*

A raíz de lo anterior, el contenido de la norma reglamentaria debe limitarse a generar practicidad a la ley que pretende desarrollar y es por esto que solo se puede desarrollar aquello que explícita o implícitamente esté comprendido en el texto de la ley, lo que podría llegar a evitar la introducción de normas que no tengan una base jurídica en las disposiciones legales de la ley, lo cual podría generar que el Presidente de la República incurra en una extralimitación de funciones y en una invasión de las competencias del legislador.

Ahora bien, entrando en materia de servicios públicos domiciliarios y teniendo en cuenta lo relacionado con el sector de minas y energía, la Ley 142 de 1996 en su artículo 68<sup>19</sup>

---

<sup>18</sup> Sentencia 2005-00195, adoptada por la Sección Primera de la Sala de lo Contencioso Administrativo del Consejo de Estado en febrero 9 de 2012, (Ref.: Expediente 110010324000200500195-01) Consejera Ponente: Dra. María Claudia Rojas Lasso.

<sup>19</sup> “El Presidente de la República señalará las políticas generales de administración y control de eficiencia de los servicios públicos domiciliarios, que le encomienda el artículo 370 de la Constitución Política, y de los demás a los que se refiere esta Ley, por medio de las comisiones de regulación de los servicios públicos, si decide delegarlas, en los términos de esta Ley.

determinó que será el Presidente de la República quien señalará las políticas generales de administración y control de eficiencia de los servicios públicos domiciliarios, por medio de las comisiones de regulación de los servicios públicos, si es que decide delegar esas funciones determinadas. En caso de que el Presidente no decida delegarlas, pues será él mismo quien ejercerá esas funciones que se le atribuyen a las comisiones de regulación. La Corte Constitucional ha sido muy clara en determinar que:

*“La fijación de políticas de control y eficiencia de los servicios públicos es entonces una función típicamente administrativa que cumple el Presidente en calidad de suprema autoridad administrativa, para la concreción de políticas de desarrollo de los servicios públicos domiciliarios, por lo que la delegación de esta atribución no sólo resulta pertinente en razón de la naturaleza de la función, sino que, a la luz de la Carta de 1991, es una opción totalmente razonable, más aún cuando precisamente en materias como los servicios públicos el Constituyente pretendió fortalecer los principios de eficacia y celeridad de la administración.”<sup>20</sup>*

Si bien, como pudimos apreciar anteriormente el hecho de que el Presidente de la República haga una delegación expresa de funciones sobre las comisiones de regulación, esto no significa que el Presidente de la República haya delegado la facultad de emitir políticas públicas como cabeza de la Rama Ejecutiva para que sean desarrolladas por las comisiones de regulación o, incluso, regular directamente aspectos respecto de los cuales desee recuperar sus funciones delegadas. Frente a esto la Corte Constitucional ha determinado que:

*“Por eso frente a tales actos, pueden interponerse los recursos que señala la Ley 142, **lo que no es óbice<sup>21</sup> para que en todo momento el Presidente pueda recuperar sus funciones delegadas y por ende tenga la facultad de reformar o revocar las actuaciones de las comisiones de regulación.** Conforme a lo anterior, el Legislador tenía competencia constitucional (artículos 365, 367 y 370 de la C.P) para atribuir a las comisiones, si el Presidente lo estimaba conveniente y procedía a efectuar dicha delegación, las funciones relativas a señalar las políticas generales de control de eficiencia de los servicios públicos domiciliarios”<sup>22</sup> (negrilla fuera del texto)*

Teniendo en cuenta lo anteriormente descrito, se pueden identificar los siguientes ejemplos mediante los cuales el Presidente de la República ha emitido políticas públicas mediante Decretos en el sector de energía eléctrica, a saber:

1. Decreto 2492 de 2014: Por el cual se adoptan disposiciones en materia de implementación de mecanismos de respuesta de la demanda.

---

*Las normas de esta Ley que se refieren a las comisiones de regulación se aplicarán si el Presidente resuelve delegar la función aludida; en caso contrario, el Presidente ejercerá las funciones que aquí se atribuyen a las comisiones”.*

<sup>20</sup> Corte Constitucional, Sección Primera. (3 de junio de 1998) Sentencia C – 272 de 1998 [MP Alejandro Martínez Caballero].

<sup>21</sup> Óbice es un sustantivo masculino que significa 'obstáculo, embarazo, estorbo, impedimento' y se utiliza, únicamente, en oraciones negativas.

<sup>22</sup> Corte Constitucional, Sección Primera. (3 de junio de 1998) Sentencia C – 272 de 1998 [MP Alejandro Martínez Caballero]

2. Decretos 1623 de 2015: mediante este Decreto, el Presidente determinó la modificación y adición al Decreto 1073 de 2015, en lo que respecta al establecimiento de los lineamientos de política para la expansión de la cobertura del servicio de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional y en las Zonas No Interconectadas.
3. Decreto 1513 de 2016: en este caso, el Ministro de Agricultura y Desarrollo Rural de la República de Colombia delegatario de funciones presidenciales mediante decreto 1481 del 15 de septiembre de 2016, determinó la modificación del Decreto 1073 de 2015 en lo relacionado con lineamientos de política pública en materia de expansión de la cobertura del servicio de energía eléctrica.
4. Decreto 348 de 2017: mediante este Decreto el Presidente de la Republica determinó la adición al Decreto 1073 de 2015, en lo que respecta al establecimiento de los lineamientos de política pública en materia de gestión eficiente de la energía y entrega de excedentes de autogeneración a pequeña escala.
5. Decreto 387 de 2007: mediante este Decreto se establecieron las políticas generales en relación con la actividad de comercialización del servicio de energía eléctrica.

En materia de gas natural, se resaltan los siguientes decretos:

1. Decreto 2100 de 2011: mediante el cual se establecen mecanismos para promover el aseguramiento del abastecimiento de gas en Colombia.
2. Decreto 2345 de 2015: Este decreto incorpora lineamientos para aumentar la confiabilidad y seguridad de abastecimiento de gas natural.

Por último, es importante poner de presente que en materia energía eléctrica existe la Ley 143 de 1994 por medio de la cual el Congreso asignó responsabilidades y competencias de regulación directamente a la CREG. Por ese motivo, existe una diferencia respecto del caso de gas combustible que se traduce en una limitación del Presidente para recuperar aquellas funciones de regulación que el legislador asignó directamente a la CREG.

### 2.3.2. Vía Resolución del Ministerio de Minas y Energía - MME

La facultad que tiene el MME para emitir resoluciones con contenido de política pública es proveniente del artículo 1.1.1.1.1 del Decreto 1073 de 2015, según el cual esta Entidad como cabeza del sector *“tiene como objetivo formular, adoptar, dirigir y coordinar las políticas, planes y programas del Sector de Minas y Energía”*. Es por esto que el Presidente de la República ha asignado la función de emitir lineamientos de política energética en el Ministro ya sea de manera general o también existen ejemplos para casos particulares. Adicionalmente, el propio Congreso ha asignado tal responsabilidad directamente al MME respecto de temas específicos.

Se listan los siguientes ejemplos:

- a) Bajo el artículo artículo 2.2.3.2.4.6 del Decreto 1073 de 2015 se estableció que *“con el fin de promover la gestión eficiente de la energía, el Ministerio de Minas y Energía establecerá e implementará los lineamientos de política energética en materia de sistemas de medición, así como la gradualidad con la que se deberán poner en funcionamiento.”*



- b) Los artículos 67.2 de la Ley 142 de 1994 y 18 de la Ley 143 de 1994 otorgan al Ministerio la facultad para delimitar las políticas públicas para la expansión de la cobertura del servicio de energía eléctrica, como también la planeación, transmisión y distribución del sector.
- c) Mediante la Ley 697 de 2001 por medio de los artículos 4, se le otorgan facultades al MME para promover, organizar, asegurar el desarrollo y el seguimiento de los programas de uso racional y eficiente de la energía. Adicionalmente, por medio del artículo 9, se le pide expresamente al Ministerio que formule los lineamientos de las políticas, estrategias e instrumentos para el fomento y la promoción de las fuentes no convencionales de energía, con prelación en las zonas no interconectadas.
- d) En el artículo 6 de la Ley 1715 de 2015 el Congreso asignó al MME la competencia de fijar *“los lineamientos de política energética en materia de generación con FNCE en las Zonas No Interconectadas, la entrega de excedentes de autogeneración a pequeña y gran escala en el Sistema Interconectado Nacional, la conexión y operación de la generación distribuida, el funcionamiento del Fondo de Energías no Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía y demás medidas para el uso eficiente de la energía”*.

### 2.3.3. Vía CONPES

El Consejo Nacional de Política Económica y Social (CONPES) fue creado por la Ley 19 de 1958. Esta es la autoridad de planeación más alta del país y sirve como agencia asesora del Gobierno en todos los aspectos que se relacionen con el desarrollo económico y social de Colombia. Para lograr este objetivo, coordina y orienta a los organismos gubernamentales responsables de la gestión económica y social mediante el estudio y aprobación de los documentos relacionados con la formulación de políticas públicas generales que deberán ser presentados durante las sesiones que se lleven a cabo en la entidad.

Así mismo, el Departamento Nacional de Planeación desempeña las funciones de secretaría ejecutiva del CONPES, por lo que se entiende que es la entidad que debe coordinar y presentar todos los documentos que deben ser revisados y discutidos en las reuniones de la entidad. El CONPES actúa bajo la dirección del Presidente de la República, lo componen como miembros permanentes con derecho a voz y voto, el Vicepresidente de la República, todos los Ministros, el Director del Departamento Administrativo de la Presidencia de la República, el Director del Departamento Nacional de Planeación, y el Director de Colciencias.

Es importante resaltar en este punto, que el CONPES no dicta decretos, sino que determina la línea y orientación de la política macro del Gobierno y del país, es decir que es el encargado de estudiar y recomendar políticas públicas de carácter general en áreas económicas y sociales. Los documentos expedidos por el CONPES (valga la pena la redundancia documentos CONPES de política) establecen lineamientos de políticas públicas y formulan todas aquellas acciones que puedan llevar a la respuesta de una problemática previamente identificada por los sectores del ámbito nacional o regional.

Mediante el Decreto 627 de 1974 se reestructuró el Consejo Nacional de Política Económica y Social y el Departamento Nacional de Planeación. A su vez, en el artículo 2 del mencionado Decreto determinó las siguientes funciones específicas para el CONPES, a saber, son:

*Artículo 2° Para el cumplimiento de sus objetivos el Consejo Nacional de Política Económica y Social tendrá las siguientes funciones:*

- 1. Servir de organismo coordinador y **señalar las orientaciones generales que deben seguir los distintos organismos especializados** de la dirección económica y social del Gobierno.*
- 2. Recomendar para adopción del gobierno la política económica y social que sirva de base para la elaboración de los planes y programas de desarrollo.*
- 3. Estudiar y recomendar al Gobierno, para que sean sometidos al Congreso Nacional, los planes y programas de desarrollo que le presente el Departamento Nacional de Planeación, como resultado del estudio y evaluación de los planes y programas sectoriales, regionales y urbanos elaborados por o con la intervención de los Ministerios, Departamentos Administrativos y entidades descentralizadas territorialmente y por servicios.*
- 4. Estudiar los informes periódicos u ocasionales que se le presenten a través de su Secretaria Ejecutiva, sobre el desarrollo de los planes, programas y políticas generales sectoriales, regionales y urbanos, y recomendar las medidas que deban adoptarse para el cumplimiento de tales planes y programas.*
- 5. Estudiar y definir las bases de los programas de inversión y de los gastos públicos de desarrollo sobre los cuales debe elaborarse el proyecto de presupuesto que el Gobierno presente a la consideración del Congreso Nacional.*
- 6. Aprobar o improbar el otorgamiento de garantías por parte de la Nación o préstamos externos.*
- 7. Las demás que le hayan sido señaladas o se le señalen por otras disposiciones de carácter legal.*

De acuerdo con lo anterior, si se selecciona el documento CONPES de política como el instrumento de política pública, debe tenerse en cuenta que cuando se utilice se hará como una herramienta de articulación de políticas públicas que requieran de la participación de varias entidades de diferentes sectores<sup>23</sup>. Si bien el CONPES tiene la función de asesorar al Gobierno Nacional en todos los aspectos relacionados con el desarrollo económico y social del país, no podrá extralimitar las facultades y funciones dadas por el Decreto 627 de 1974 en cuanto a señalar las orientaciones generales que deben seguir los distintos organismos especializados. Esto quiere decir que el CONPES no tiene la facultad de instruir a ninguna otra autoridad o entidad del Estado con el fin de desarrollar lineamientos derivados de sus funciones.

---

<sup>23</sup> Departamento Nacional de Planeación, Guía Metodológica para la Elaboración y Seguimiento de Documentos CONPES. Bogotá 2019. Página 11 en adelante.

## 2.4. Análisis de los diferentes medios para hacer regulación.

### 2.4.1. Vía la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)

La CREG se origina en las Leyes 142 y 143 de 1994, las cuales crearon las Comisiones de Regulación, entidades que tienen como propósito regular todas aquellas actividades relacionadas con los servicios públicos domiciliarios. En este caso la CREG es la encargada, como su nombre lo indica, de los servicios de energía y gas. En el caso específico de energía eléctrica, el artículo 23 de la Ley 143 de 1994 asigna la función de regulación de manera directa a la CREG. En el caso del gas combustible, la regla aplicable es la del artículo 68 de la Ley 142 lo cual señala lo siguiente:

***“ARTÍCULO 68. DELEGACIÓN DE FUNCIONES PRESIDENCIALES A LAS COMISIONES.*** *El Presidente de la República señalará las políticas generales de administración y control de eficiencia de los servicios públicos domiciliarios, que le encomienda el artículo 370 de la Constitución Política, y de los demás a los que se refiere esta Ley, por medio de las comisiones de regulación de los servicios públicos, si decide delegarlas, en los términos de esta Ley.*  
*Las normas de esta Ley que se refieren a las comisiones de regulación se aplicarán si el Presidente resuelve delegar la función aludida; en caso contrario, el Presidente ejercerá las funciones que aquí se atribuyen a las comisiones.”*

Dentro del desarrollo que ha tenido esta entidad, en el mismo año que fueron creadas las comisiones de regulación, el Presidente de la República, mediante el Decreto 1524, determinó que la Comisión de Regulación de Energía y Gas estaba facultada y le otorgó las obligaciones relacionadas con el ejercicio de las funciones que determina el artículo 23 de la Ley 143 de 1994. Posteriormente mediante el Decreto 2253 de 1994 se le delegó a la CREG las funciones presidenciales a las que se refiere el artículo 68 de la Ley 142 de 1994.

Para el cumplimiento de estas funciones, el Gobierno Nacional, mediante Decreto 1260 de 2013, modificó la estructura de la entidad y le añadió la función de regular *“las actividades de la cadena de combustibles líquidos derivados de hidrocarburos”*. Adicionalmente, mediante la Resolución Resolución 039 de 2017, la CREG estableció su Reglamento Interno vigente a la fecha.

### 2.4.2. Vía Resolución del Ministerio de Minas y Energía

Dentro de las funciones que tiene el MME se pueden destacar aquellas de carácter general las cuales son comunes para todos los ministerios y se encuentran consagradas en el artículo 59 de la ley 489 de 1998. dentro de estas funciones hay una en especial la cual otorga al Ministerio esa Facultad de regulación, a saber, consta así.

*“2. Preparar los proyectos de decreto y resoluciones ejecutivas que deban dictarse en ejercicio de las atribuciones que corresponden al presidente de*

*la República como Suprema autoridad administrativa y dar desarrollo a las órdenes del presidente que se relacionen con tales atribuciones.”*

En segundo lugar, los ministerios pueden tener en algunos casos un poder reglamentario especial otorgado por la ley para ciertas materias<sup>24</sup>. Esta última parte, nos hace ver que al MME se le puede otorgar mediante ley (a través del órgano legislativo) facultades regulatorias que busquen formular y adoptar políticas dirigidas al aprovechamiento sostenible de los recursos y así contribuir al desarrollo económico y social del país. A saber, las funciones dadas por la ley como medidas regulatorias específicas son las siguientes:

- a) Reglamentos técnicos Mediante la ley 142 de 1994 en el artículo 67.1, se le dieron al Ministerio funciones regulatorias para *“Señalar los requisitos técnicos que deben cumplir las obras, equipos y procedimientos que utilicen las empresas de servicios públicos del sector, cuando la comisión respectiva haya resuelto por vía general que ese señalamiento es realmente necesario para garantizar la calidad del servicio, y que no implica restricción indebida a la competencia.”*
- b) En segundo lugar, está la Ley del Plan Nacional de Desarrollo (ley 1955 de 2019) mediante la cual el legislador le delegó al Ministerio de Minas y Energía la subasta de renovables y resoluciones. Esto lo hizo a través del artículo 296, el cual dice *“(…)El Ministerio de Minas y Energía, o la entidad a la que este delegue, reglamentará mediante resolución el alcance de la obligación establecida en el presente artículo, así como los mecanismos de seguimiento y control, sin perjuicio de la función sancionatoria de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD). Las condiciones de inicio y vigencia de la obligación serán definidas en dicha reglamentación.”* Con esto dicho, es necesario preguntarse ¿es el Ministerio de Minas y energía la entidad competente para reglamentar actividades que deben estar en cabeza de la CREG? Es así como quedan planteada la necesidad de verificar si el artículo de la Ley del Plan Nacional de Desarrollo atribuye una competencia de la CREG al Ministerio de Minas y Energía para desarrollar las funciones regulatorias.
- c) Mediante el artículo 114 de la Ley 1450 de 2011, El Ministerio de Minas y Energía, quedó facultada como la entidad encargada de *“diseñar esquemas sostenibles de gestión para la prestación del servicio de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas”*.

### 3. Selección de las opciones y las alternativas disponibles para implementar las recomendaciones priorizadas de la Misión de Transformación Energética

Esta consultoría culmina en esta fase de identificación y selección de las opciones y las alternativas para implementar las propuestas de la MTE, respecto de las cuales se deberá preparar un análisis de impacto (fase 4, a través de herramientas como costo-beneficio, multicriterios cuantitativos y cualitativos, costo-efectividad, entre otras) con el fin de identificar la mejor alternativa para lograr la implementación.

---

<sup>24</sup> Rodríguez, L. Estructura del Poder Público en Colombia. (Edición 15) Editorial Temis, 2016.

Las recomendaciones priorizadas por el MTE se clasifican en cuatro según el tipo de actuación recomendado: i) Reforma de Ley; ii) Decreto de política pública, ya sea modificatorio del Decreto 1073 de 2015 u otro; iii) Resolución del MME de Política Pública; o iv) coordinación institucional como un camino no regulatorio que implica un rol de liderazgo del MME al interior del Gobierno Nacional.

De esta manera, para terminar el Consultor elaboró una matriz que sirvió como insumo para complementar las hojas de ruta construidas para la implementación de las propuestas de la Misión de Transformación Energética, que tiene la siguiente estructura:

<b>Recomendación priorizada de la MTE</b>	<b>Taxonomía</b>	<b>Descripción de la recomendación</b>	<b>Ajustes normativos identificados como necesarios</b>	<b>Clasificación</b> Reforma de Ley Política Pública Decreto 1073/15 Política Pública Decreto Política Pública Resolución MME Coordinación Institucional

La matriz mencionada anteriormente se adjunta como Anexo 4 a este documento, y fue la base para la construcción de las tablas resumen incluidas en el anexo 2 (*Consultoría técnica de apoyo para la Implementación de las Recomendaciones de la Misión de Transformación Energética*) de la segunda fase de la MTE.