

# Misión de transformación energética y modernización de la industria eléctrica: hoja de ruta para la energía del futuro

Resumen ejecutivo  
Agosto 2021

---

El Gobierno de Colombia estructuró una propuesta de modernización del marco institucional y regulatorio de la industria eléctrica a fin de facilitar su transformación mediante la incorporación de nuevos agentes, tecnologías y esquemas transaccionales en los mercados de energía. En particular se buscaba resolver preguntas tales como: (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?, entre otras.

En Colombia, las Leyes 142 y 143 de 1994 establecieron un marco de funcionamiento para los servicios públicos y la industria eléctrica. La liberalización del mercado, la introducción de una formación de precios competitiva en generación, la regulación por incentivos en transmisión y distribución, y los avances institucionales, han permitido contar con un suministro confiable, aún en épocas de reducción y variación de los aportes hídricos. Sin embargo, aún subsisten retos a nivel de eficiencia en el funcionamiento de los mercados, equidad, y coordinación, para preparar el terreno para la transformación y lograr los propósitos de competitividad, confiabilidad y responsabilidad social y ambiental en el sector.

La “**Misión de transformación energética y modernización de la industria eléctrica: hoja de ruta para la energía del futuro**”, convocada por el gobierno colombiano se realizó en dos fases. En la primera se identificaron líneas de acción en los siguientes temas de estudio o Focos de trabajo:

- (i) Mercado Mayorista: competencia, participación y estructura del mercado eléctrico;
- (ii) Modernización de la red: descentralización, digitalización y gestión eficiente de la demanda;
- (iii) Mercado de gas natural: el rol del gas en la transformación energética;
- (iv) Cobertura y subsidios: cierre de brechas, mejora de la calidad del servicio y diseño y formulación eficiente de subsidios; y
- (v) Marco institucional y regulatorio: revisión del marco institucional y regulatorio para su modernización.

Se seleccionó un equipo de expertos, 4 por cada Foco, 2 nacionales y 2 internacionales, quienes entregaron más de un centenar de propuestas, las cuales fueron discutidas de manera amplia al interior del Gobierno y con los agentes del sector y contaron con la revisión de expertos nacionales e internacionales.

En la segunda fase, con el apoyo de dos consultores nacionales y el equipo de la Secretaría Técnica integrada por funcionarios del Ministerio de Minas y Energía, la Comisión de Regulación de Energía y Gas- CREG, la Unidad de Planeación Minero Energética- UPME, el Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para Zonas No Interconectadas- IPSE, la Agencia Nacional de Hidrocarburos- ANH, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios- SSPD y el Departamento nacional de Planeación- DNP, se construyó la hoja de ruta con una priorización de las diferentes propuestas realizadas en la primera etapa.

Cabe resaltar que previo a la implementación de una medida propuesta en la hoja de ruta de la misión, se harán las evaluaciones beneficio costo y los análisis de impacto normativo que sean del caso por parte de las entidades responsables.

En esta Misión se buscó dar una mayor relevancia a la participación de la demanda (consumidores), ajustar los aspectos requeridos para lograr mayor eficiencia en la formación de precios y en el funcionamiento del mercado eléctrico, mejorar la coordinación gas – electricidad y prepararse para posibilitar los cambios técnicos y transaccionales. La Misión identificó acciones de política pública y propone un marco institucional y regulatorio acorde con los objetivos generales de esta administración: mayor competitividad, confiabilidad y responsabilidad ambiental y social. El cumplimiento de estos propósitos aporta de manera significativa a la estrategia de descarbonización de la economía y la sociedad.

A continuación, se resumen las principales propuestas realizadas en los diferentes focos de esta Misión. Las propuestas priorizadas en la hoja de ruta se identifican con un asterisco \* al lado de su nombre.

### **Mercado Mayorista: competencia, participación y estructura del mercado eléctrico**

Con la expedición de las Leyes 142 y 143 de 1994 se reformó el funcionamiento del sector eléctrico colombiano. Durante estos 25 años se ha logrado garantizar el suministro eléctrico y aumentar la cobertura, y se han enfrentado con éxito *“las dificultades que implican los fenómenos hidro climáticos que son propios de la ubicación geográfica del país”*. A pesar de las características propias de esta industria, en el país existe una concentración en pocos agentes en las actividades de generación y comercialización del servicio público de energía eléctrica, un bajo despliegue de Fuentes No Convencionales de Energía Renovables (FNCER) a gran y pequeña escala (antes de la realización de la subasta del año 2019), y un limitado uso de instrumentos financieros y nuevos esquemas transaccionales.

Los expertos de este Foco evaluaron los siguientes aspectos del mercado mayorista de electricidad:

- Diseño de mercado de corto plazo\*.

Los expertos consideran que el buen diseño de los mercados a corto plazo para la energía y los servicios auxiliares son bases fundamentales para la eficiencia, la competencia y la innovación. Las debilidades del actual mercado de corto plazo identificadas son: (i) el despacho diario (D-1) no es vinculante; (ii) solo existe un servicio auxiliar de regulación secundaria y no está cooptimizado con el mercado de energía; (iii) existe poder de mercado en áreas locales congestionadas; (iv) no hay señal de precio local; (v) no existen mecanismos suficientes para corregir eficientemente las posiciones de los agentes el día de la operación, incluida la falta de señales de precios horarios en tiempo real y, por último, (vi) la falta de participación de la demanda. La CREG viene trabajando para solucionar algunas de las anteriores debilidades con la implementación de los despachos vinculantes, mercados intradiarios y mecanismos de balance, así como la optimización de los servicios auxiliares.

Además de estos esfuerzos, los expertos consideran que el estado final de estas reformas debería contener ciertos elementos clave, incluido un mercado diario del día anterior (D-1) y un mercado en tiempo real con ofertas en tres partes incorporando mitigación de poder de mercado automatizada, un esquema de precios nodales que considere los pagos eficientes de la energía y cobros por congestión y pérdidas, cooptimización de energía y reservas, y liquidaciones financieras vinculantes en cada mercado. Este diseño de estado final refleja las experiencias de múltiples mercados en todo el mundo.

Se concluye<sup>1</sup>, que dado que la CREG tiene un diseño avanzado de modernización del mercado de corto plazo, que se espera mejorará la eficiencia y la formación de precios, la alternativa viable de mejora del mercado de corto plazo es que se inicie con el diseño de la CREG, pero que en el año 2020 se empiece con el diseño de un modelo de precios multinodal (LMP), que este terminado en el 2021. 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. Lo anterior, como medio para resolver las ineficiencias en la gestión de las congestiones en las redes de transporte y que se mejore rápidamente la transparencia del mercado, la eficiencia y la formación de precios. Esta propuesta facilitaría la introducción de nuevas tecnologías de generación a nivel central y distribuido al dar señales de localización. En la figura 1 se ilustra la hoja de ruta propuesta para la implementación de esta recomendación.

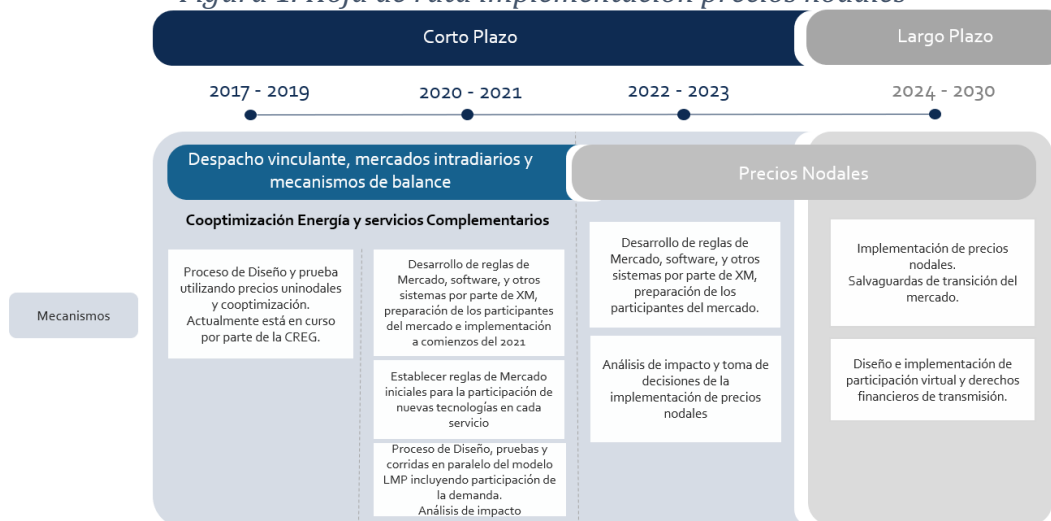
En la análisis realizado en la segunda fase se acordó realizar un análisis profundo de las implicaciones de este cambio para el mercado, el cual no es de ninguna manera menor.

---

<sup>1</sup> Algunos miembros del equipo creen que, debido al enfoque incremental, el diseño podría tener "consecuencias no deseadas", siendo necesario realizar ajustes de forma constante. Si bien el equipo no ha llevado a cabo una "prueba de esfuerzo" detallada de las reformas de diseño actuales propuestas, muchas de las cuales aún están en desarrollo, los tipos de consecuencias no intencionadas observadas en otros lugares podrían dar oportunidades para ejercer poder de mercado, y una ineficiencia continua en el despacho y la programación entre el día anterior y en tiempo real que requieren ajustes manuales persistentes del operador.

La Comisión contrató este Estudio en julio de 2021 y se espera contar con los resultados en el mes de diciembre 2021 para definir la aplicación de la recomendación.

*Figura 1. Hoja de ruta implementación precios nodales*



*Fuente: informe del Foco 1 Misión de transformación energética.*

- Mejoras en el diseño de contratos y mercados bilaterales\*

Los mercados organizados, transparentes y líquidos para los contratos de electricidad a mediano y largo plazo desempeñarán un papel clave en la transformación. Se considera que la expansión de generación futura dependerá de la fortaleza de estos mercados. En esta dirección, el equipo del Foco 1 cree que la actividad reciente de la CREG (Resoluciones 114-2018 y 079-2019) apunta en la dirección adecuada para el desarrollo de estos intercambios organizados y para evitar el arbitraje regulatorio entre los diferentes mercados. No obstante, se debe prestar más atención a la seguridad crediticia de estos mercados a través de requisitos para el nivel de confianza con el que se exigen garantías (por ejemplo 95%) para evitar eventos sistémicos.

El propósito de la regulación del sector debe ser optimizar el resultado final para el consumidor. En este sentido se considera imperativo que el diseño de la regulación busque alinear los incentivos de los comercializadores y los usuarios finales. Una alineación de la exposición a los precios de mercado no solo permitiría acercarse a esta optimización, sino que incentivaría la participación voluntaria de los comercializadores en el mercado de contratos, lo cual a su vez aumentaría la competencia y robustecería la formación de precios. Específicamente, existen dos elementos para tener en cuenta: el traspaso de precios de compras en el mercado spot y el traspaso de precios de compras vía el mercado de contratos. La regulación debe moverse hacia una situación en que el usuario final y comercializador comparten estos riesgos buscando que las acciones de gestión tomadas por los comercializadores sigan el mejor interés de los usuarios finales.

Sugieren los expertos que se establezca un límite en el porcentaje del costo de garantías que los comercializadores pueden transferir a los usuarios con un debido proceso de

auditoría. Este límite puede definirse con el nivel de confianza sugerido, encima del cual el comercializador asumiría los mayores costos.

La SSPD u otra agencia sería la encargada de evaluar aspectos comportamentales en todas las operaciones. La información empleada para esto deberá estar disponible para la toma de decisiones con las salvaguardas para favorecer la competencia.

- Suficiencia y recursos a largo plazo: contratos de energía y cargo por confiabilidad\*.

Con relación a la suficiencia de recursos, entre los expertos existió un acuerdo en la necesidad de contar con un mecanismo para asegurar que se pueda atender la demanda del sistema durante todas las posibles condiciones futuras del sistema, incluidos los eventos de El Niño. Se identificaron algunas falencias del actual esquema de confiabilidad:

- Facilidad del ejercicio del poder de mercado en el corto plazo cuando se presentan condiciones críticas.
- No tiene un adecuado balance entre confiabilidad y eficiencia. En efecto, la estructura actual no se diseñó con el objetivo de optimizar los costos del usuario final.
- La estructura de garantía de ingresos para generadores desincentiva la contratación a largo plazo, conduciendo a un mercado de contratos opaco y poco profundo, lo cual afecta una adecuada formación de precios.

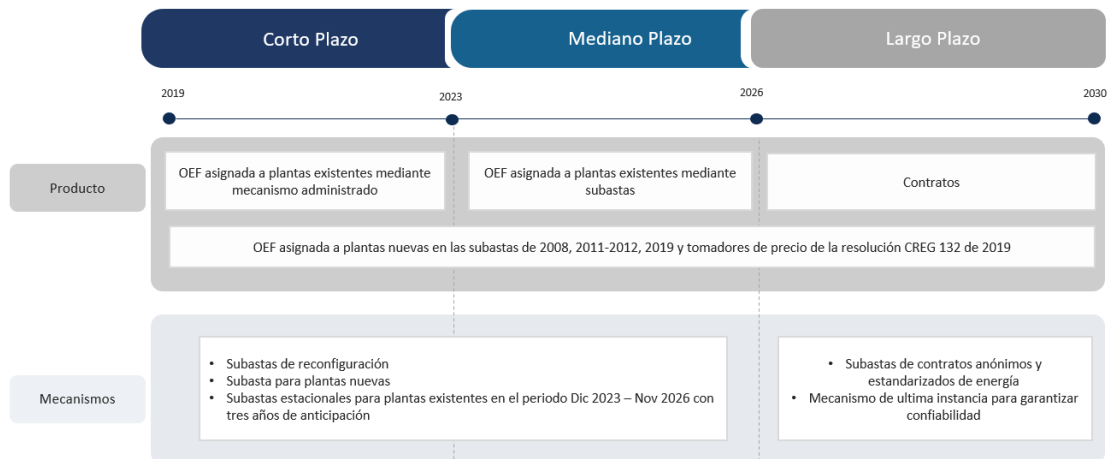
Con el fin de lograr una producción ininterrumpida de energía, la formación eficiente de precios en los mercados de energía a corto y largo plazo, la transparencia, liquidez y reducción de los riesgos crediticios, adecuadas coberturas de riesgos de precio y cantidad a corto plazo, la distribución eficiente de riesgos y la limitación del ejercicio de poder de mercado en el mercado a corto plazo en condiciones críticas, los expertos realizaron dos recomendaciones.

La primera, mantener los compromisos adquiridos en las subastas de largo plazo del actual cargo por confiabilidad, pero atendiendo la demanda adicional con un sistema de subastas de contratos de productos estandarizados y anónimos de energía firme de largo plazo. Cada contrato se compra con suficiente antelación a la entrega para permitir que los nuevos participantes compitan con las unidades de generación existentes para suministrar esta energía.

La segunda recomendación consiste en conservar el Cargo por Confiabilidad (CxC), pero bajo varias modificaciones. Se propone la separación de productos de confiabilidad y energía, separación de las subastas de plantas nuevas y existentes y la facilidad para que plantas térmicas eficientes participen como recursos de reserva estratégicos.

La evolución del mercado de contratos determinará los requerimientos de nuevas subastas del cargo por confiabilidad. La hoja de ruta planteada por los expertos tiene tres etapas, como se muestra en la figura 2.

*Figura 2. Hoja de ruta implementación propuesta suficiencia y contratos de largo plazo*



*Fuente: informe del Foco 1 Misión de transformación energética.*

Para la primera etapa, período 2019-2023 donde ya están asignadas las Obligaciones de Energía en Firme (OEF) para cubrir la demanda objetivo definida por la CREG, dada la incertidumbre de la entrada en operación de Hidroituango será necesario hacer subastas de reconfiguración de compra y posiblemente subasta para plantas nuevas para cubrir el período 2024-2025.

La segunda etapa, período 2023- 2026, en el cual se modificaría el CxC, se recomienda la opción de separar las subastas de las plantas nuevas de las subastas de las plantas existentes; las primeras deben tener como objetivo incentivar plantas nuevas con energía firme eficiente y las segundas disponer de forma eficiente de energía firme en el corto plazo, especialmente en periodos de El Niño, incentivando que las plantas térmicas eficientes que actúan como reserva estratégica permanezcan en el mercado. Así mismo, calcular la energía firme de manera estacional y no anual para considerar la complementariedad de los recursos, mejorando así la eficiencia.

La tercera etapa cuyo objetivo debe ser que el mercado de contratos prime en la expansión (particularmente de recursos renovables), y el CxC exista como un mecanismo de última instancia, posiblemente separando la necesidad de térmicas puramente “estratégicas” de la necesidad de expansión de renovables. En esta etapa, el esquema de contratos se debe organizar de tal manera que la demanda adquiera el producto de confiabilidad de manera escalonada, garantizando la seguridad de suministro. Este mecanismo debe permitir la inversión en nuevas plantas para atender la demanda en las condiciones establecidas. En la transición es necesario coordinar la expansión por contratos de energía de largo plazo con la expansión por cargo por confiabilidad y el mecanismo de tomadores de precio.



En la segunda fase de la misión, elaboración de la hoja de ruta, se subrayó que los dos mecanismos deben ser complementarios, es decir, se deben realizar los ajustes requeridos para el cargo por confiabilidad y fortalecer la contratación bilateral. Como resultado de estos ajustes, de las subastas y de la contratación de largo plazo, será el mercado quien priorice el mecanismo idóneo para garantizar la suficiencia del abastecimiento y la confiabilidad del suministro.

- 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.

Igualmente consideran que se requiere un marco más flexible para proponer tipos de proyectos de expansión para el STN que mejoren la rentabilidad y la eficiencia del mercado energético. La planificación de la interconexión de recursos y la transmisión debe permitir una mayor participación de terceros y de propietarios de activos de generación.

La introducción de la fijación de precios de la energía por ubicación (y la fijación de precios sombra del flujo) y la mejora de los mercados de servicios auxiliares en los mercados a corto plazo mejorarán la información disponible para el análisis de costo-beneficio de las decisiones de expansión de transmisión, así como para la evaluación de alternativas a la transmisión. En un sistema de precios nodales (con rentas derivadas de la congestión) y con la aplicación de derechos financieros de propiedad de la transmisión se incentiva la inversión en la red, logrando la expansión.

- Sistemas de almacenamiento.

Los sistemas de almacenamiento tienen un potencial importante como alternativa a las actualizaciones convencionales de transmisión y distribución, ya reguladas, en segmentos congestionados. Con reglas claras, estos proyectos de uso múltiple pueden desempeñar un papel más relevante en la planificación de la transmisión y distribución, y llegar a proporcionar diferentes servicios con la misma capacidad. Recientemente la CREG publicó las reglas para la instalación de sistemas de almacenamiento con el propósito de mitigar inconvenientes presentados por la falta o insuficiencia de redes de transporte de energía.

El valor económico de estos proyectos, que se encuentran en una etapa temprana en muchos países, dependerá de las reformas de diseño de mercado discutidas anteriormente. Para aprovechar al máximo este potencial de prestación de múltiples servicios con la misma capacidad se requiere el desarrollo de políticas y reglas de diseño de mercado, que están en proceso de implementación en diferentes mercados y están tomando diferentes formas en las regiones.

- Interconexiones internacionales\*.

Las interconexiones internacionales son una opción muy atractiva para aumentar el tamaño del mercado, facilitar la creación de un Hub Energético para exportar energía renovable, incrementar la competencia y aportar a la confiabilidad. Además brindan mayor flexibilidad operativa, necesaria para enfrentar la integración de FNCER a gran y pequeña escala y la generación distribuida.

Para que las interconexiones internacionales cumplan con los objetivos enunciados se requiere: 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 de Colombia con energía producida en el país y/o en los países donde haya integración; (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 se acuerden con los mercados vecinos nacionales o regionales de tal manera que su costo esté a cargo de la demanda; y (vii) permitir desarrollar interconexiones a riesgo.

- Participación del consumidor minorista, ubicación, planeación de la red de distribución\*.

A medida que los costos de instalación de los recursos de energía distribuida disminuyen, y nuevos métodos para la participación del cliente (por ejemplo, como “prosumidor”) se vuelven factibles, aumentan las oportunidades de participación de terceros y comercializadores en las operaciones del sistema de energía y la participación directa o indirecta en los mercados mayoristas. Con el cambio tecnológico que se está dando en la actualidad, el rol del comercializador y de los agregadores (temas tratados en los Focos 3 y 5) es determinante para la incorporación de estos recursos distribuidos y para la creación de coberturas y productos financieros que se adecuen al nivel del riesgo de los consumidores, y en general para el buen funcionamiento del mercado.

Incluso a bajos niveles de penetración, es conveniente comenzar a pronosticar el crecimiento potencial de recursos energéticos distribuidos (DER, por sus siglas en inglés) en los circuitos de distribución individuales y su impacto en los mercados mayoristas, la confiabilidad y la planificación de la transmisión de alto voltaje.

El desarrollo de “alternativas sin cables” para la expansión de transmisión y distribución debe considerar los beneficios para el mercado energético y la confiabilidad, así como las opciones contractuales para su participación en el mercado mayorista.

- Unidad de supervisión y funciones del mercado.



Los expertos recomendaron fortalecer la *Unidad de Monitoreo del Mercado Independiente* (UMM), 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. La UMM debe entrar en operación antes de las principales reformas recomendadas para el diseño de mercado.

En el momento de desarrollo de la misión, la SSPD se encontraba trabajando en la definición de una metodología, la identificación de variables y la construcción de bases de datos y modelos que les permitiera realizar el seguimiento permanente y monitoreo de los comportamientos de los mercados mayoristas de electricidad y gas natural, a fin de informar sobre el desempeño y comportamientos a las entidades responsables, agentes, usuarios y público en general. Esta Unidad está asignada a la Superintendencia Delegada de Energía y Gas.

Hay coincidencia entre los expertos en sugerir que, como en el caso de otras superintendencias, la supervisión se lleve a cabo en función de los riesgos que ésta identifique. Ejercicios análogos a las pruebas de estrés que se hacen para los bancos a raíz de la crisis financiera internacional serían apropiados para las empresas del sector, y realizarlos en forma preventiva evitaría problemas.

### **Modernización de la red: descentralización, digitalización y gestión eficiente de la demanda de energía.**

Este Foco de la Misión se centró en la identificación de acciones para lograr una difusión y adopción de las nuevas tecnologías de generación, control y supervisión e información en las actividades de distribución y comercialización. Estos elementos se consideran los habilitantes para la penetración de recursos energéticos distribuidos, esto es, de generación embebida en las redes de distribución, respuesta de la demanda, y conexión de vehículos eléctricos y de sistemas de almacenamiento a la red.

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. Veinte de esas empresas concentran más del 98,6% de la demanda (11,8 millones de usuarios, de los cuales el 89% de los usuarios residenciales son de estrato 1, 2 y 3). Los expertos nacionales identificaron mediante el desarrollo de encuestas diferencias importantes en las inversiones realizadas, la reposición y estado de las redes, las pérdidas, la capacidad de innovación e incorporación de nueva tecnología, las técnicas de planeamiento, la optimización regulatoria del ingreso y la entrada en nuevos negocios eléctricos dentro de las empresas distribuidoras.

La modernización de las redes de distribución en el país ha sido impulsada por los requerimientos del regulador que han estado concentrados en las mejoras de calidad del servicio, estableciendo obligaciones de automatización y control (Resolución CREG 097, Resolución CREG 015 de 2018). Los expertos identificaron tres aspectos de la

regulación actual aplicada al negocio de distribución, sobre los cuales se debe seguir trabajando para obtener un mejor desempeño: reposición de activos y su remuneración, sendas de calidad, y facilidad para la incorporación de recursos distribuidos y su relación con el cargo de respaldo.

Son varios los temas revisados para lograr la incorporación de nuevos agentes, tecnologías y esquemas transaccionales que se resumen a continuación.

- Facilitar la incorporación de recursos energéticos distribuidos (DER)\*.

Para la conexión de recursos distribuidos, los expertos nacionales encontraron 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. Lo que no se mide, no se controla. De esta manera proponen:

- Información simétrica para todos los interesados: Formato estándar de intercambio de datos tipo IEEE, para todos los estudios eléctricos,
- Reglamentar vía acuerdo de CNO requisitos homogéneos para proyectos de menos de 5 MW: requisitos homogéneos y limitados: i) por tamaños y ii) por tecnología, con apoyo externo a los agentes, y iii) factor de potencia.
- Reformular acuerdo CNO 1071 en cuanto a requisitos de protecciones: simplificar los requisitos de equipos de corte, los cuales cuestan más que los propios proyectos, con apoyo externo a los agentes.
- Vigilar estrechamente el cumplimiento de los acuerdos, para evitar posiciones dominantes, vía indicadores y monitoreo aleatorio de SSPD: diseño de indicadores de gestión y de resultado de los procesos de conexión presentados a los OR con esquema de penalizaciones público, que se articule con muestreos aleatorios a los clientes y canal online de quejas en las plataformas de los OR.
- Garantía monetaria con señal de seriedad real (modificar la actual), y con vencimiento de tiempo de la asignación de punto de conexión si no se ejecuta y conecta efectivamente el proyecto.

Igualmente sugieren reformular el cargo de respaldo para Autogeneradores (AG) de más de 100 kW con la finalidad de ofrecer una señal que permita reservar capacidad de forma razonable sin inviabilizar la conexión de DER, para lo que proponen: vincular la penalización al concepto de congestión (pues se penaliza como si consumiera energía de la red al valor del respaldo, todo el año) y rediseñar el esquema a una señal de congestión en función de la capacidad usada de la red y no de la demanda máxima en la red.

En el largo plazo, proponen la Isla intencional aprovechando la presencia de DER, que define el camino para la respuesta de la demanda y la agregación de demanda con gestión de excedentes (micro redes). Este modo de operación ofrece: respaldo en contingencias, flexibilidad en la operación y habilita el despliegue profundo de la respuesta de la demanda y gestión de la congestión de la red.

En cuanto al plan de movilidad eléctrica, es importante resaltar que la demanda total de los Vehículos Eléctricos particulares no será significativa en términos de la demanda total de electricidad. La movilidad de transporte masivo requerirá de una infraestructura de suministro eléctrico y gestión de la demanda especial, de alta confiabilidad. Los expertos nacionales plantean las siguientes propuestas para facilitar la penetración de la movilidad eléctrica: (i) reglamentar y regular las estaciones de carga en cuanto a cobro del IVA, tarificación y la forma de tratamiento impositivo y regulatorio de activos de los operadores, (ii) incluir los vehículos Plug-in hybrid electric vehicle (PHEV) y Hybrid electric vehicle (HEV) en el esquema de promoción completo de los Battery Electric Vehicle (BEV) según la Ley 1964 del 11 de julio de 2019 para un periodo de transición de 5 años, (iii) promover la instalación de estaciones de carga rápida en las carreteras para recorridos de larga distancia, (iv) realizar un estudio de demanda de vehículos BEV y PHEV particulares con el fin de obtener una estimación más real del número de vehículos eléctricos y de la infraestructura eléctrica necesaria. Además, para cumplir las metas de GEI (acuerdo de París) sugieren mejorar significativamente el transporte masivo, promover transportes alternativos, mejoras de infraestructura y un control inteligente del flujo vehicular, con lo que se aportaría a la meta de reducción de emisiones ofrecida en la COP 21 en París.

- Diseño de tarifas reguladas para usuarios finales\*.

El elemento central de la regulación es el diseño de herramientas que conduzcan a los agentes de un sector a tomar decisiones eficientes. Hasta la fecha, los usuarios finales no tienen capacidad de participar significativamente, por lo que los esfuerzos en los últimos años se han centrado en diseñar mecanismos de mercado que guían la toma de decisión de los agentes generadores mayoristas mediante el diseño de mecanismos de mercado capaces de crear señales de precio eficientes. En el momento actual, en el que la “última milla” de los sistemas pasa a jugar un papel instrumental, es necesario centrar los esfuerzos principal y prioritariamente en conseguir que las tarifas para los usuarios de la red guíen las decisiones de los agentes distribuidos hacia la maximización de la eficiencia tanto de la operación como de la planificación del sistema eléctrico en su conjunto. Por este motivo, en línea con lo que están haciendo los reguladores de los países más avanzados, se plantea la necesidad urgente de abordar el rediseño de las tarifas para los 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, incluyendo una asignación adecuada del costo asociado al cargo por confiabilidad (para enviar la señal de largo plazo que induzca la reducción eficiente del consumo en los periodos de escasez); evitar inversiones ineficientes en generación y almacenamiento distribuido que busquen evitar el pago correspondiente al uso de la red, lo que se logra asignando adecuadamente el costo marginal de largo plazo de red; y de costos residuales (no sólo los costos residuales de red, sino por ejemplo también los subsidios cruzados entre estratos).

De esta manera, la **nueva estructura tarifaria propuesta** tendría para todos los clientes finales, cinco componentes (en el documento de foco 3 se encuentra mayor detalle):

- (i) **energía (\$/kWh)** que solo aplica a consumidores regulados, destinado a recuperar el coste de la energía consumida y de los servicios complementarios<sup>2</sup>;
- (ii) **garantía de suministro (\$/kWh en periodos de escasez)**, que representa el costo por el CxC y corresponde a una asignación prorrateada de los costos de este cargo en función del consumo diario medio (kWh) esperado en los periodos de escasez;
- (iii) **uso de la red (\$/kW)** que corresponde al coste marginal de largo plazo de transmisión y distribución; para lo cual es necesario desarrollar una metodología de evaluación del costo marginal de largo plazo de red (CMLPR) para cada categoría de usuario de la red<sup>3</sup>. Inicialmente pueden seguir considerándose las actuales categorías por nivel de tensión (más adelante, si se considera procedente, se puede buscar una granularidad geográfica más fina, en función de los costes incrementales en diferentes puntos de la red), y
- (iv) **costes residuales (\$/mes)** que corresponden a costos residuales de red, costos políticos (p. ej. subsidios); señalando que el costo residual máximo que se puede asignar a un usuario de la red es aquel que iguala el costo total que paga vía tarifa y el costo que le supondría consumir de forma aislada (p. ej. con paneles solares y baterías). Si la tarifa excede ese coste del suministro aislado, el consumidor se desconectará de forma ineficiente. La asignación de un coste residual nunca puede ser la razón de la desconexión de un consumidor.
- (v) **cargo por costos de comercialización (solo para usuarios acogidos a la tarifa regulada)**: costos asociados a la gestión comercial del usuario, calculados por la CREG y cargados como un costo fijo por categoría de cliente.

Antes de pasar de la actual (y simple) estructura tarifaria es necesario que el regulador adelante un **Análisis previo de impactos del rediseño tarifario**, pues inicialmente se pueden presentar desequilibrios significativos entre lo que a los diferentes usuarios les corresponde pagar actualmente considerando el diseño vigente, y lo que podrían pasar a tener que pagar al modificarse la estructura.

---

<sup>2</sup> Para aquellos usuarios que optasen por instalar un contador horario, este cargo reflejaría el precio horario de bolsa. Para el resto, se continuaría liquidando de acuerdo con un perfil estándar por categoría de consumidor, que debería actualizarse con periodicidad mensual reflejando la variación acontecida de los precios horarios de bolsa.

<sup>3</sup> Ver por ejemplo: Reform of network access and forward-looking charges, Ofgem, UK. <https://www.ofgem.gov.uk/electricity/transmission-networks/charging/reform-network-access-and-forward-looking-charges>

Todo cambio en la estructura tarifaria debe implementarse con una gradualidad razonable, evitando así las variaciones repentinas en las facturas de electricidad. En primer lugar, el rediseño tarifario debe realizarse de la forma más participativa posible, sobre la base de consultas públicas que involucren de la mejor forma posible a los afectados. Y una vez decidida la nueva estructura, esta debe anunciarse con suficiente antelación (no menos de un año, idealmente dos), para que los agentes puedan prever y anticipar el cambio.

Al tiempo, como elemento amortiguador, se recomienda utilizar el cargo fijo como la herramienta para lograr la gradualidad deseada en la evolución del gasto de la factura del consumidor, pero sin afectar el básico principio de eficiencia. Es decir, las señales eficientes (incluidos los cargos por kW) se implementarían desde el primer día de la reforma. Pero el cargo fijo de la tarifa jugaría el papel de amortiguar el impacto en las facturas. Los primeros años el cargo fijo podría buscar garantizar que cada cliente paga exactamente lo mismo que estaba pagando antes del rediseño.

En el largo plazo, hay un cierto consenso en que, desde el punto de vista de la eficiencia, los precios deben incorporar una cierta granularidad espacial para dar señales de localización. En principio, si es factible, los precios nodales en la red de transporte representan la meta que debe perseguir el diseño de mercado mayorista<sup>4</sup>. Algunos autores en la literatura han sugerido la posibilidad de extender estas señales de localización hasta los nodos de la red de distribución. Sin embargo, si bien desde el punto de vista meramente teórico esta alternativa se puede presentar como atractiva y estimulante para la comunidad académica, el uso de precios nodales a nivel de distribución presenta una serie de inconvenientes como la volatilidad, el costo computacional para su cálculo y la diferencia que puede resultar entre zonas vecinas que no aconsejan implementar tal nivel de granularidad.

- Despliegue de infraestructura AMI\*.

El cambio de la estructura tarifaria hacia una mayor gradualidad temporal de las señales de precio para los usuarios finales no puede llevarse a cabo sin contar con contadores que permitan realizar una medida como mínimo horaria. Para encontrar la senda óptima de despliegue de estos sistemas de medición es necesario realizar un análisis beneficio costo.

Si bien en las Resoluciones 40072 del 29 de enero de 2018 y 40483 del 30 de mayo de 2019 se define una meta de instalación de medidores AMI que alcancen al 75% de los usuarios, se propone optar por una política más prudente a este respecto. Los expertos internacionales proponen, en principio, por una mera cuestión de escala, realizar un despliegue de medidores avanzados para los usuarios en los niveles de tensión del 2 al 4. En el caso de tomarse esta decisión, debería garantizarse que estos equipos no

---

<sup>4</sup> Caramanis et al., 2016. Valuing Distributed Energy Resources (DER) via Distribution Locational Marginal Prices (DLMP).



tuvieran más que las funcionalidades estrictamente necesarias<sup>5</sup>. La UPME, con base en el estudio mencionado en la referencia anterior, plantea trece funcionalidades para los sistemas de medición avanzada: almacenamiento, comunicación bidireccional, ciberseguridad, sincronización, actualización y configuración, acceso al usuario, lectura remota, medición horaria, conexión, desconexión y limitación, anti-fraudes, registro de medición bidireccional, monitoreo calidad del servicio y modalidad prepago.

Mención aparte merecen los usuarios residenciales. En primer lugar, los expertos internacionales enfatizan que el coste de estos medidores siempre, de forma directa o indirecta, termina siendo sufragado por los usuarios. En este caso, al margen de los casos en los que un medidor pueda permitir eliminar pérdidas negras (pérdidas económicas), resulta mucho más discutible cuál puede ser el valor de un despliegue masivo de contadores avanzados, en especial teniendo en cuenta por un lado, las particularidades del sistema colombiano, en donde las restricciones de escasez se plantean por falta de energía, no de potencia (lo que descarta el valor de opciones tarifarias que distinguen precios extremos en unas pocas horas del día en días escogidos por falta de capacidad de generación capaz de responder a la punta horaria de la demanda, como ocurre en sistemas principalmente térmicos no comparables en ningún caso al colombiano, por ejemplo California o Francia, para las que es imprescindible un contador horario) y por otro, la enorme asimetría entre unos usuarios y otros (el patrón y volumen de consumo de los usuarios en estratos más altos, menos numerosos, dista mucho del de los estratos menores).

Al tiempo, la experiencia internacional muestra que estas políticas pueden resultar altamente controvertidas y socialmente costosas. Por tanto, la propuesta consiste en dejar a discreción de los usuarios la decisión de cambiar su medidor (y pagar por él a la vista de los beneficios esperados). Opinan que la mejor manera de realizar el despliegue es primero anteponiendo un cambio tarifario que dé señales de precio que reflejen los costos y que conduzcan a un consumo eficiente, y una vez realizado, dar la oportunidad de tomar la decisión de cambiarlo a aquellos usuarios que, seguramente aconsejados por un comercializador o un asesor energético, lo considerasen como una inversión rentable. También argumentan que un despliegue masivo no debería plantearse si no está precedido de un estudio en profundidad de los beneficios futuros que podrían derivarse.

Los consultores nacionales proponen una vía de actualización diferente a la anterior: que la meta del MME se cambie del 75% de usuarios al 75% de la demanda y de manera intuitiva esbozan la siguiente trayectoria:

- Etapa 1: priorización para mercados con pérdidas e indicadores de calidad por encima del promedio nacional (primeros 2 años)- Quick Wins. Quedan las

---

<sup>5</sup> Ver ERGEG, 2010. "An ERGEG Public Consultation Paper on Draft Guidelines of Good Practice on Regulatory Aspects of Smart Metering for Electricity and Gas". Ref: E10-RMF-23-03 10 June 2010. Disponible en ceer.eu; y Universidad Nacional de Colombia, 2016. Definición de Funcionalidades Mínimas de un Medidor Inteligente en Colombia. Disponible en <https://bdigital.upme.gov.co/handle/001/1326>.



preguntas de cómo se financia la inversión y si el límite de inversión planteado en la Resolución 015 de 2018 será suficiente.

- Etapa 2: cobertura del mercado hasta acumular el 75% de la energía vendida (año 2 al 5) en cascos urbanos, empezando por capitales departamentales y permeando por tamaños de las cabeceras municipales.
- Etapa 3: el mercado residencial rural (con un plazo de 6 a 8 años) al menos en un 50% de la energía vendida ya que primero se tienen que dar las condiciones de modernización de la red y la habilitación de los sistemas de comunicación que son de elevado precio.
- Etapa 4 (opcional): se recomienda que pueda existir la opción en la que todas las etapas se completen al 100% del despliegue AMI (que implica toda la demanda) siempre y cuando para las colas nunca se le cobre al usuario el costo del medidor ni de su plataforma de integración en comunicaciones o software.

En cuanto a la instalación de estos sistemas y la gestión de los datos, los autores de este informe están totalmente alineados con la propuesta del Foco 5, consistente en que sea el distribuidor el responsable en la fase de despliegue de la infraestructura AMI, y en el largo plazo crear un nuevo agente para la gestión y acceso a los datos.

- Creación de plataformas distribuidas para compra de servicios de red\*.

El primer germen de una plataforma a nivel de distribución está en la Resolución 098 de 2019, donde se regula la instalación de un SAEB (Sistema de Almacenamiento de Energía con Baterías) en el Sistema Interconectado Nacional, con el objetivo de mitigar los inconvenientes presentados por la falta (o insuficiencia) de redes de transporte de energía. Dicho esquema se aplica también a la red de distribución. La línea de la Resolución es la adecuada en cuanto al planteamiento de abrir a la competencia y que el proceso sea supervisado por la CREG (lo cual es fundamental por la integración vertical).

Extender ese esquema a la provisión de otros servicios es razonable en el corto plazo. El único punto que debe quedar claro es que la propiedad del activo (generación o almacenamiento) que da servicios de red nunca debe ser del distribuidor.

El diseño de las subastas distribuidas de servicios de red, debe ser compatible en el futuro con la provisión de varios servicios simultáneos cuando estos no entren en conflicto. El inversor del activo debería por ejemplo poder vender simultáneamente energía en la bolsa, servicios complementarios a XM y servicios de red al distribuidor. Este es otro de los motivos por los que es importante que el distribuidor no pueda ser propietario de un recurso distribuido.

Con relación a la automatización, supervisión y control, los expertos revisaron la literatura internacional<sup>6</sup> y analizaron cuatro posibles alternativas de control y

---

<sup>6</sup> Ver una nota corta en Kristov L. 2015. The Future History of Tomorrow's Energy Network. Public Utilities Fortnightly. May.

monitoreo con generación distribuida en cuanto al grado de centralización: el control y monitoreo centralizado, el descentralizado, el híbrido y el híbrido descentralizado. Se analizan esquemáticamente a continuación sus ventajas y desventajas.

Proponen, en el largo plazo, una red eléctrica de distribución objetivo 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. Este centro de control debe contar con comunicación entre los centros de control local distribuidos, que tendría ventajas de realizar reconfiguraciones de la red que ofrezcan mayor confiabilidad y calidad operativa, la rápida restitución del servicio utilizando las herramientas de un ADMS local enlazado en tiempo real con los servidores de medición inteligente, una alta flexibilidad al poder operar áreas aisladas, y seguridad al personal de mantenimiento. Dan las características técnicas que debe tener este esquema de control.

Adicionalmente recomiendan que el Consejo Nacional de Operaciones (CNO) establezca los roles de los diferentes centros de control, tanto en condiciones normales, como de emergencia, o a través de un Comité Permanente de Expertos.

- Remuneración de los sistemas de distribución\*.

La regulación de la distribución requiere una reforma regulatoria de calado en el largo plazo, que conduzca a una remuneración basada en el TOTEX, *output-based* (donde los objetivos sumen a los de calidad de suministro habituales, 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 parece lo recomendable según la experiencia internacional) y con una remuneración flexible que pueda ayudar a mitigar de forma adecuada el riesgo asociado a la actividad de distribución en el presente contexto.

En el corto plazo, habría que lograr que el distribuidor reduzca su percepción de que la generación distribuida es una amenaza a su actividad. Esto se puede lograr, en una primera etapa transitoria, añadiendo un incentivo al distribuidor que dependa de la cantidad de generación distribuida conectada a sus redes. Como el cambio del esquema de remuneración hacia uno basado en el TOTEX puede ser un poco brusco, una alternativa a corto plazo es que la CREG trate de garantizar que no se invierta en infraestructuras de red si no se ha demostrado que no es posible optar por una solución “no de red”, basada en el uso de servicios proporcionados por recursos distribuidos (de generación distribuida o gestión de la demanda).

- Planificación de las redes de distribución y aumento de la visibilidad de la red\*

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 costo-beneficio sobre el valor de la generación distribuida en

diferentes puntos de la red. Las directrices sobre cómo han de realizarse dichos análisis pueden establecerse partiendo de las recomendaciones de la OCDE.

Adicionalmente, recomiendan actualizar los criterios de planificación de las redes de distribución contenidos en la Resolución CREG 070 de 1998, incorporando a los ya existentes los siguientes habilitantes de la modernización e incorporación de DER: (i) aseguramiento de intercambios mediante una red habilitante y moderna que permita las transacciones bidireccionales; (ii) diversidad no discriminada, esto es, facilitar la atención de las necesidades energéticas (flexibilidad y seguridad) con diversidad de recursos y sin discriminar ninguna de las opciones; y (iii) observabilidad de la red, de las inyecciones y consumos y mayor medición y supervisión para mejorar la controlabilidad.

Los consultores nacionales dan detalles sobre una nueva guía de planeamiento integrado de la red basada en *hosting capacity* que incorpore: (i) requerimientos actualizados de información, (ii) objetivos y criterios, (iii) redefinición de los horizontes de planeamiento, (iv) elementos novedosos en el proceso de planeamiento técnico, (v) elementos de planeamiento económico, (vi) análisis complejo bajo incertidumbre, (vii) publicación de impactos de penetración y cambio macro de las capacidades de alojamiento en STR a cargo de UPME y (viii) integración con la planeación nacional – UPME.

La CREG debe establecer criterios sobre qué tipo de datos deben ser tratados de forma confidencial y cuál debe ser el formato y canal a través del cual se deben poner a disposición de los agentes del sistema, así como definir cuál debe ser la naturaleza de un agente autorizado para tener acceso a estos datos. Estos criterios deben intentar equilibrar los costos y beneficios potenciales (cuantificables o no) de adquirir y publicar dicha información con las potenciales limitaciones legales.

Para mejorar la información disponible para los agentes, se recomienda capacitar los operadores de red para 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.

- Gestión eficiente de la demanda.

Debe permitirse la participación explícita de la demanda 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 cuál es el precio de la energía. De forma análoga, debe también permitirse la participación explícita de la demanda en el cargo por confiabilidad. La demanda por encima de un umbral de tamaño, que participa de forma explícita en el mercado de la bolsa de energía, y cuyo consumo puede limitarse de forma automática desde el operador del sistema, debería poder ir como parte compradora al cargo por confiabilidad. Esto es, no estaría representada por el regulador en el proceso de compra, y por lo tanto sería responsable de cubrir con OEF su futuro consumo. 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 línea con lo discutido en el apartado que aborda los necesarios cambios tarifarios, es fundamental que se rediseñe la tarifa de forma que se evite la posibilidad de arbitrajes ineficientes. Debe por tanto calcularse la asignación de los costos para evitar que un usuario de la red pueda pagar un precio en tarifa y recibir otro mayor por la participación explícita en el mercado.

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. La atención de la demanda a cualquier costo ya no es la única opción:

- Como primera medida, se debe flexibilizar el acceso al mecanismo de Demanda Desconectable Voluntaria (no limitar a generadores con OEF – lado de la oferta).
- Las ofertas de Respuesta de la Demanda (RD) no deben limitarse a ser activadas cuando el precio de bolsa supera al precio de escasez. Las ofertas de RD pueden activarse cuando el sistema presenta eventos de indisponibilidad que generan demanda no atendida.
- Contratar un estudio para identificar los mercados con mayor impacto positivo en el sistema eléctrico colombiano, y cómo se deben estructurar estos mercados.
- Formular y reglamentar en el corto plazo, el acceso de programas de RD desde el nivel del Operador de Red (OR). En este sentido, es prioritario tener en el corto plazo un programa de interrupción de carga.

De la misma forma, es necesaria una reflexión pausada sobre cuál puede ser el papel de los llamados agregadores. En el documento, los expertos internacionales analizan este punto, plantean la importancia de evitar que puedan darse arbitrajes ineficientes (es decir, que la tarifa se diseñe adecuadamente para evitarlo) y terminan argumentando que el desarrollo de la figura del agregador, en línea con lo discutido largamente por ejemplo en el contexto europeo, supone la creación de un comercializador independiente, que debe por tanto ser responsable de garantizar el correcto pago de sus usuarios/clientes/miembros de los cargos de las redes y de los costos de los desvíos que pudieran producirse en el corto plazo en el momento en el que se implementen mecanismos de liquidación intradiaria y de servicios complementarios.

- El nuevo papel del distribuidor\*.

Como aporte al análisis de organización de la industria, la recomendación, en principio, sería imponer la separación estructural de los negocios de distribución y

comercialización, o en su defecto, limitar el radio de acción de la comercializadora libre del holding del distribuidor, impidiendo que compita por usuarios de sus redes de distribución.

Si al menos en el corto plazo se decide no optar por ninguna de estas dos alternativas, de tal suerte que los distribuidores estén integrados con comercializadoras en el mismo holding (independientemente de que pueda existir separación legal entre ellos), se da un evidente caso de conflicto de interés. En este caso, deben diseñarse estrictos mecanismos de supervisión por parte del regulador que impidan que el distribuidor pueda condicionar la competencia en sus redes de distribución. El objetivo debe ser minimizar las oportunidades de introducir barreras de entrada (en la conexión, en la provisión de servicios por parte de un tercero, etc.). La propuesta de extender la filosofía desarrollada en la Resolución 098 antes mencionada sería una de las vías en esta dirección.

En el largo plazo el desarrollo regulatorio debe enfocarse hacia el replanteamiento de la estructura en baja tensión, al menos limitando la posibilidad de que un comercializador o un agregador opere en las mismas redes que la distribuidora que pertenece al mismo holding.

### **Mercado de gas natural: el rol de gas natural en la transformación energética. Abastecimiento, suministro y demanda.**

El gas natural ha tenido un desarrollo significativo en las últimas décadas a nivel internacional y nacional. Se han diversificado las técnicas de producción y transporte, aumentado la oferta disponible en diferentes regiones e incorporando avances tecnológicos para flexibilizar su utilización a diferentes escalas<sup>7</sup>. La participación de este combustible en las canastas energéticas mundiales ha venido en aumento y las expectativas auguran un mayor crecimiento en los diferentes sectores de consumo y transformación, principalmente como complemento de la generación con recursos variables o intermitentes, y como elemento clave para la diversificación de las canastas energéticas de transporte e industriales.

En Colombia, después de muchos años de crecimiento continuo de la oferta y demanda de gas natural, el último quinquenio ha presentado un estancamiento en su desarrollo. Contrasta esta situación con el crecimiento de otros energéticos en el país a tasas positivas. Existe una necesidad clara de contar con una generación térmica confiable, dado el respaldo que la misma otorga en los períodos de baja hidrología. El gas natural es hoy un producto más transable, en gran parte gracias a la proliferación de plantas de licuefacción y regasificación alrededor del mundo, y a las FNCER, las cuales presentan la mayor tasa de crecimiento entre los energéticos destinados a la generación eléctrica. La flexibilidad que ofrece esta tecnología es un complemento importante para la

---

<sup>7</sup> Benavides J., Cadena A., González J.J., Hidalgo C., and Piñeros A., 2018. Mercado eléctrico en Colombia: transición hacia una arquitectura descentralizada. Proposal to the new government authorities. Fedesarrollo.

penetración de fuentes variables de generación eléctrica. Así mismo, en los otros sectores de consumo, Naturgas (2018) señala que *“Es imperativo desarrollar una base de suministro de gas natural amplia, diversa, competitiva y estable para permitir a los actores del mercado tomar decisiones de largo plazo fundamentadas.”*

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.

Proponen un nuevo esquema de planeamiento que garantice una oferta de gas natural plena con horizontes móviles de 10 años. La demanda deber estimarse teniendo en cuenta la demanda potencial, en particular la de las térmicas debe estimarse considerando el gas requerido a capacidad efectiva neta y no el calculado con base en el despacho esperado. La oferta debe estar formada por las declaraciones de producción para el horizonte propuesto, posiblemente mediante ofertas que además de las cantidades puedan considerar precios, y la capacidad proveniente de las plantas de regasificación, que permitan de ser necesario, la importación de GNL.

Para la reincorporación como consumidores de gas de la demanda de las termoeléctricas existentes, que han optado por el uso de combustibles líquidos que sean eficientes, proponen que los costos fijos de estas plantas se remuneren de manera exógena, mediante reconocimiento de un precio fijo en el Mercado Spot. Lo anterior, debido a los altos costos fijos de los contratos de suministro y/o las facilidades de regasificación y costos del transporte. De esta manera, las plantas existentes eficientes tendrían una mayor despachabilidad, podrían participar en términos competitivos en el mercado de contratos y permitirían la disminución de las tarifas de transporte al aumentar el uso de infraestructura ociosa.

- Plantas de regasificación\*.

Se propone que el régimen aplicable a las plantas de regasificación sea de acceso abierto o de acceso abierto con exención. El régimen de acceso abierto con exención le permitirá a un Usuario No Regulado de Gas (refinería, termoeléctrica, siderúrgica o en general grandes consumidores) participar en procesos de contratación de plantas de Regasificación que adelante el Gobierno, obteniendo autorización previa por parte de la CREG de la exención solicitada. La exención solo aplicaría a los consumos propios. La capacidad de regasificación excedentaria se pondrá a disposición del mercado de gas en los mismos términos aplicables en el régimen de acceso abierto. El régimen de acceso abierto le aplicará a la Planta de Regasificación de El Cayao, o a la que la sustituya, a partir del mes de diciembre de 2026.

Los expertos proponen que el criterio de selección de los desarrolladores de proyectos de estas plantas sea la minimización del Ingreso Anual que ofrezcan y que cubrirá su CAPEX, la rentabilidad sobre el CAPEX y el OPEX anual, durante un horizonte de 10



años. En las discusiones se examinó la opción construcción a riesgo de estas plantas por parte de privados, pero los expertos consideran que la coordinación de la demanda es de gran dificultad para confiar en esta opción de suministro, al menos durante una etapa de transición.

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, definido como: *“Paquete de servicios ofrecido por el Operador de la Terminal compuesto, al menos, por el derecho a un atraque de buques metaneros durante un cierto período de tiempo, el derecho a la descarga del GNL, una capacidad temporal de almacenamiento de GNL, y un servicio de regasificación con la correspondiente capacidad de envío”*.

- Comercialización de la producción\*.

Con la incorporación al mercado de plantas de regasificación existiría un número significativo de potenciales nuevos oferentes, con lo cual, los expertos proponen que este mercado sea liberalizado, permitiendo la libre negociación de las partes mediante contratos bilaterales tanto para el gas doméstico como para el GNL importado a través de la infraestructura de regasificación. La totalidad del gas transado debe contar con contratos escritos, cuyo clausulado debe ser estandarizado, o debe ser objeto de supervisión de tal manera que se evite la inclusión de disposiciones anticompetitivas, o que restrinjan la competencia.

Este mercado deberá contar con un sistema de información robusto que facilite transacciones en el mercado secundario de gas natural.

Si bien se derogaría gran parte de la regulación vigente, lo cual se recomienda hacer a partir del mes de diciembre de 2022, la CREG podrá predefinir modalidades contractuales según la distribución de riesgos inter-partes. Recomiendan de manera particular que la modalidad take or pay, todavía vigente bajo otra denominación, incluya cláusulas de compensación o reposición del gas no nominado con plazos razonables, sin hacer una expropiación anticipada de derechos. Así mismo, la modalidad contractual denominada “Opción de Compra de Gas” debe ser sometida a vigilancia especial, en la medida en que podría no existir oferta suficiente para cumplirlas.

Proponen los expertos que las transacciones del mercado secundario tanto en contratos de suministro de gas, como de capacidad de regasificación, también sean libres. Los esquemas de úselo o véndalo no serían aplicables en el caso de suministro y debe ser el comprador quien tome la decisión de nominar las cantidades mínimas exigibles en los contratos, o postergar su consumo en el caso de los *take or pay*.

- Expansión del sistema de transporte de gas y de los proyectos de confiabilidad\*.

El objetivo del ejercicio de planeación será que el país cuente con un servicio de transporte de gas natural que sea seguro, confiable y eficiente. Coherente con el esquema de planeación de la oferta y la demanda, se propone que la planeación de las expansiones del Sistema Nacional de Transporte (SNT) tenga un horizonte de diez años. Los nuevos proyectos de infraestructura que se identifiquen se clasificarán como: estratégicos o indicativos. Los proyectos estratégicos serían aquellos proyectos de extensión de redes que el Gobierno considere necesarios para asegurar los objetivos del país, incluyendo obras para el desarrollo sectorial y social (los objetivos de política podrán incluir problemas de cambio climático, acceso universal al gas, etc.). Estos proyectos se desarrollarían a través de convocatorias públicas.

Los proyectos indicativos serían aquellos proyectos de ampliación de redes que la sociedad (agentes sectoriales y terceros interesados), haya identificado y que se considere puedan ser desarrollados de manera rentable por los agentes existentes. La identificación de estos proyectos podrá hacerse a través de consultas públicas en las que participen consumidores actuales y futuros, así como los agentes de la industria y desarrolladores.

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. En este mecanismo la UPME y el Gestor Técnico del Sistema de Transporte y Almacenamiento propuesto más adelante, tomarían parte activa en el proceso de identificación de los proyectos de seguridad, mediante la definición de los criterios a cumplir (la UPME estaría a cargo de la evaluación y el MME a cargo de la aprobación final de las propuestas recibidas). Estas decisiones a la vez deberían ser adoptadas por la CREG. Los transportadores, por su parte, serían los encargados de presentar soluciones técnicas para cumplir los criterios de confiabilidad definidos por la UPME. Los agentes del mercado participarían a través de la definición de los parámetros del modelo para el análisis costo-beneficio.

- Operación del mercado\*.

Se propone crear un nuevo agente institucional en el sector denominado Gestor Técnico del Sistema de Transporte y Almacenamiento y se propone crear un Centro de Transacciones Virtual (HUB). En el transporte de gas natural se observan diversas fallas de mercado que requieren de intervención del Estado para lograr la eficiencia, lo que, a juicio de los expertos, se logra a través de un gestor técnico independiente. Los problemas de congestión en las redes de gasoductos requieren de una instancia que vele por el interés nacional para planear, ampliar la red de transporte, coordinar a los transportadores y resolver situaciones de emergencia operativa.

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 que contratan el servicio de transporte, facilitar el logro de un balance operativo diario que no ponga en riesgo el sistema y crear un mercado líquido de capacidad de gasoductos.

Este Gestor debe ser creado a través de Ley o a través de un “Contrato de Mandato” suscrito entre los transportadores y la nueva entidad. Teniendo en cuenta que en el sector existen empresas integradas verticalmente en los segmentos de transporte y distribución, los expertos señalan que el Gestor no podrá ser controlado por ningún transportador o ningún remitente en particular, limitando la participación societaria de cualquier agente sectorial a un máximo del 5%.

En el transporte de gas natural se observan diversas fallas de mercado que requieren de intervención del Estado para lograr la eficiencia, lo que se logra a través del Gestor Técnico independiente. Los problemas de congestión en las redes de gasoductos requieren de una instancia que vele por el interés nacional para planear, ampliar la red de transporte, coordinar a los transportadores y resolver situaciones de emergencia operativa. Este Gestor debe permitir el acceso abierto e indiscriminado al transporte de gas a todos los usuarios, imponer disciplina operativa entre los comercializadores y usuarios finales que contratan el servicio de transporte, facilitar el logro del balance operativo diario de tal manera que no se ponga en riesgo el sistema y permitir crear un mercado líquido de capacidad de gasoductos.

La creación del Gestor Técnico propuesto es requisito indispensable para adoptar el esquema de tarifas de transporte que se propone a continuación, así como, para desarrollar un mercado efectivamente competitivo de suministro.

La CREG deberá aprobar los ingresos reconocidos a este gestor que serían sufragados por los transportadores y deberían ser incluidos en las tarifas aprobadas a estos agentes. Estos Ingresos deberían considerar el CAPEX y OPEX eficiente, así como el retorno sobre el capital invertido.

- 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. La elección de este modelo es coherente con la propuesta de profundizar lo contemplado en las leyes 142 y 143 de 1994 transformando el ámbito de acción de industrias integradas verticalmente en industrias que desarrollen separadamente actividades monopolísticas y actividades competitivas.

Los sistemas de transporte “Contract Carrier” se basan en la idea de competencia gasoducto-gasoducto, situación que no se presenta en el SNT del país. Dicho de otro modo, la competencia juega un papel relevante en la coordinación no solo de las actividades relacionadas con el suministro sino también de las actividades de transporte. Los sistemas de transporte “Common Carrier” consideran que las redes son bienes públicos, contrario a la visión del Modelo “Contract Carrier”. La lógica de esta decisión se fundamenta en las características del SNT colombiano que tiene la estructura de un monopolio natural o de un oligopolio concentrado y, por tanto, constituye la principal barrera para abrir el mercado de suministro.

El Modelo “Common Carrier” implicaría contrato por adhesión y una metodología de remuneración bajo el método “Revenue Cap” (Ingreso Regulado). La CREG deberá garantizar que los transportadores obtengan un ingreso que cubra: (i) el CAPEX, (ii) la rentabilidad reconocida sobre el CAPEX y (iii) los Gastos de AO&M (OPEX), de tal manera que se mantenga la promesa de valor para los accionistas de tales compañías y que el SNT esté en capacidad de servir los requerimientos de sus usuarios. Así mismo, los Ingresos Regulados de los Transportadores deberán remunerar el costo de capital de los Proyectos Indicativos que deban desarrollar, en adición al OPEX.

Para la infraestructura existente, se propone que el CAPEX se remunere mediante anualidades durante el período de recuperación de la inversión establecido por la CREG (30 años para los Proyectos BOMT aportados por ECOPETROL a TGI y 20 para los activos restantes). Una vez concluido este período, se reconocerá a perpetuidad (perpetuidad = vida útil efectiva del activo) una rentabilidad sobre el activo ya amortizado, valorado a Costo de Reposición a Nuevo con los deméritos a que haya lugar. Es decir, concluido el período de recuperación de la inversión, no se remunerará nuevamente el CAPEX, sino un ROA sobre el valor del mismo. El Costo de Reposición a Nuevo de los Activos Existentes, será revisado por la CREG cada diez años a través de peritos.

Se propone como metodología tarifaria el Modelo Entry-Exit en el cual se establecen cargos de entrada (inyecciones) y cargos de salida (extracciones) con base en las capacidades que requieran los oferentes de suministro y los demandantes de suministro o remitentes, respectivamente. Los ingresos regulados que remuneran a los transportadores se distribuirán 50%/50% entre los cargos de entrada y salida. Estos cargos deben reflejar todas las trayectorias posibles (físicas o virtuales) entre los puntos de inyecciones al STN y los puntos de extracción del sistema.

Según lo ha señalado el regulador, es importante contar con una metodología clara para garantizar la reproducibilidad y transparencia en la estimación de estos cargos.

- Distribución y comercialización minorista\*.

Con el fin de incentivar el desarrollo de proyectos de generación distribuida a gas, proyectos de cogeneración y distritos térmicos en las ciudades, así como, incentivar el consumo de gas a nivel industrial (tanto en industrias existentes que en la actualidad no lo consumen, o lo han sustituido, como para proyectos industriales futuros), se propone someter a los distribuidores al Régimen de Libertad Vigilada, entendido este último como lo define la Ley 142 de 1994: “régimen de tarifas mediante el cual las empresas de servicios públicos domiciliarios pueden determinar libremente las tarifas de venta a medianos y pequeños consumidores, con la obligación de informar por escrito a las Comisiones de Regulación, sobre las decisiones tomadas sobre esta materia”.

Se proponen unas reglas mínimas para la definición de canastas tarifarias por parte de los distribuidores, entre las cuales se pueden señalar: (i) libre acceso a terceros a las redes, siempre y cuando estos asuman los costos por el uso de dichas redes; (ii) no discriminación y transparencia de las tarifas aplicadas entre usuarios de características similares; (iii) información transparente sobre las tarifas que se apliquen en la distribución y en la comercialización de manera separada e información a la CREG sobre la tarifa promedio a aplicar, la cual será el resultado de ponderar las tarifas que aplica por las cantidades que distribuye en todas las canastas tarifarias definidas; (iv) las tarifas promedio deberán ser costo reflexivas, es decir, deberán tener trazabilidad con los costos en que efectivamente incurre por prestar el servicio; (v) subsidios aplicables sobre una tarifa definida por la autoridad competente e independiente de las tarifas que efectivamente apliquen los distribuidores a los usuarios receptores de tales subsidios; y (vi) el ámbito mínimo de aplicación de la tarifa promedio debe ser municipal.

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. El cronograma de instalación de medidores inteligentes debe ser armónico con el proceso de desregulación que llegue a emprender la CREG. Se propone que el proceso de desregulación se realice no con base en umbrales de consumo, sino con base en sectores de consumo (industrial, comercial y residencial por estratos socioeconómicos descendentes).

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. Esto implicaría la desregulación de la actividad de comercialización tanto en el sector eléctrico como en el de gas natural.

- Coordinación gas-electricidad.

Con la propuesta elaborada, los expertos consideran que la coordinación y participación de las termoeléctricas de gas como parte de la transición 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 a usuarios no termoeléctricos y pertenecientes al sector productivo del país; (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 Centro Nacional de Despacho (CND) las requiera ya sea en el Mercado Spot Intradía, por redespacho, o por autorización de desvío; la coordinación se logra a través de la comunicación en tiempo real entre el CND y el Gestor Técnico de Transporte y Almacenamiento de Gas Natural que se propone crear; (iii) al permitir en forma ágil y oportuna que las termoeléctricas en el mercado intradía lo adquieran en el mercado primario o en el secundario, según sea el caso y según disponibilidad, mediante transacciones físicas o virtuales entre productores (importadores) y remitentes; (iv) información oportuna y transparente por parte del Gestor Técnico de Transporte y Almacenamiento de Gas Natural a los interesados; (v) finalmente, los



cargos Entrada – Salida, reducirían la dispersión de las tarifas de transporte, en especial para las termoeléctricas ubicadas en el Magdalena Medio y en el Suroccidente del país.

### **Cobertura y subsidios: cierre de brechas, cobertura y calidad del servicio, y focalización de subsidios.**

Los expertos analizan los retos de cobertura para llegar a la universalización del servicio de energía eléctrica con adecuados niveles de calidad; los retos para aumentar la cobertura de gas natural y gas licuado de petróleo, y además contribuir con las metas de reducción del consumo de leña en hogares los colombianos; la estructuración y manejo de los fondos para la construcción de infraestructura; y de los fondos de subsidios a la demanda para lograr una reducción del déficit existente.

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

Acorde con la experiencia internacional, los expertos consideran tres formas posibles de electrificación: expansión de la red, micro redes, y soluciones individuales. Plantean como principios rectores de la cobertura: (i) lograr la universalización considerando todas las demandas del territorio; (ii) un suministro mediante los tres esquemas de electrificación señalados anteriormente, que en cualquier caso promuevan que el acceso a la electricidad redunde en desarrollo económico; y (iii) contar con modelos de negocio que sean sostenibles y compatibles con una visión aceptable de futuro de la estructura y funcionamiento del sector eléctrico colombiano.

Hacen recomendaciones en tres aspectos: planificación integrada de referencia, marco regulatorio y marco institucional y gobernanza eléctrica. Adicionalmente, se plantean propuestas para el mejoramiento de la calidad del servicio eléctrico en las zonas rurales.

- La planificación integrada de referencia\*.

La planificación de la electrificación determina el desarrollo de inversiones y la implementación de proyectos para el logro de las metas de electrificación con el menor costo posible. También permite establecer las prioridades de inversión para cada uno de los distintos tramos y fases de implementación del plan, conforme a la disponibilidad de fondos y a las políticas prioritarias energéticas y de desarrollo sostenible. Asimismo, permite determinar los costos de servicio de referencia que pueden servir de base para el cálculo de las tarifas y subsidios, necesarios para la regulación y sostenibilidad del suministro eléctrico a largo plazo.

Un plan de electrificación de mínimo costo debe poder comparar la posibilidad de electrificación con red, micro redes y sistemas individuales para lograr ahorros de costo de servicio, garantizando niveles de calidad adecuados a cada situación. La planificación integral no sólo busca superar la separación cada vez menos necesaria entre el SIN y las ZNI, sino que busca incluir los diferentes energéticos al servicio de los colombianos. En este sentido, también permite incorporar el análisis del energético de cocción más



limpio y eficiente – eléctrico versus Gas combustible – en el diseño del plan de costo mínimo.

- Propuesta de marco regulatorio\*.

Para conseguir una cobertura del servicio eléctrico completa y sostenible en las ZNI es necesario adoptar un modelo de negocio que sea compatible con una visión de futuro que garantice una estructura y funcionamiento adecuado del sector eléctrico a mediano y largo plazo.

El modelo de negocio debe integrar los diversos modos de electrificación que resulten en el mínimo costo de suministro para el nivel de demanda existente en cada momento, de acuerdo con un proceso previo de planificación de la electrificación en el territorio considerado. Los operadores de red deben estar autorizados para realizar inversiones en soluciones aisladas bajo las mismas condiciones de remuneración que hoy tienen para la extensión por red.

Los anteriores requisitos conducen a proponer un modelo de concesión territorial con responsabilidad de servicio universal en la zona asignada, tanto como suministrador por defecto como de último recurso (en caso de que otro suministrador existente en la zona abandone), pero solamente en exclusividad para el suministro por extensión de la red interconectada, y no en exclusividad para soluciones aisladas, ya sea con micro redes o con sistemas individuales.

Cualquiera que sea el modo de electrificación, el suministrador proporciona un servicio por el que es remunerado, y no vende un medio de producción de electricidad o un aparato, incluso cuando se trata de suministros individuales. 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.

El punto de partida es la definición de las zonas de electrificación. Posteriormente, se realizará una subasta para cada zona, abierta a todos los potenciales operadores que cumplan unos requisitos mínimos de idoneidad, determinando la oferta de menor costo que lleve a cabo el citado plan para cada zona, separadamente, de acuerdo con una trayectoria temporal determinada para el desarrollo del proyecto. Las ofertas deben incluir un componente de beneficio social considerando, por un lado, el desarrollo del potencial productivo de la zona, y por el otro, la implementación de una cultura de consumo eficiente de energía.

El costo ofertado por el ganador servirá para determinar su remuneración regulada (el “revenue requirement”). La remuneración regulada del servicio eléctrico de las soluciones aisladas debe contemplarse de forma semejante a la actividad regulada de distribución tradicional: los “ingresos regulados establecidos” (“revenue requirement”) deben retribuir los costos totales de proporcionar el servicio eficientemente, incluyendo una remuneración adecuada por el capital invertido.

Este enfoque unificado simplifica la supervisión regulatoria de la actividad de distribución, así como las tareas de la compañía distribuidora, donde todos los modos de distribución y todos los clientes son tratados de la misma forma – o delegados a las compañías subsidiarias de micro-redes y/o sistemas individuales aislados– como una prestación de servicio con requisitos de calidad prefijados, remuneración regulada, consumidores con tarifas reguladas, y recepción de un subsidio. La regulación debe también establecer en qué forma las micro-redes o sistemas individuales podrían eventualmente llegar a conectarse o integrarse totalmente en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) en algún momento.

- Marco institucional y de gobernanza eléctrica\*.

En materia institucional es necesario superar la duplicidad y confusión de funciones que se presenta en el sector, en especial derivada de la separación en SIN y Zonas No Interconectadas (ZNI). En ese sentido, la reforma institucional propuesta incluye la centralización, especialización y fortalecimiento de las instancias que ejecutan la política pública.

Para contar con una planificación integral de referencia se propone que la UPME sea el planificador exclusivo del sector, de manera que las funciones que están dispersas en otras entidades se supriman. Para garantizar la consistencia entre lo planeado y lo que se va a ejecutar, se recomienda que el mismo agente responsable de la planificación en este caso la UPME, realice la viabilización de proyectos.

De otro lado, se requiere fortalecer las capacidades institucionales para estructurar proyectos y adelantar los procesos de contratación y seguimiento a la ejecución. En línea con la propuesta de especialización y separación de funciones, se propone que el estructurador de proyectos sea el responsable de la ejecución, con el apoyo de los sistemas de información adecuados y un mecanismo eficiente de interventoría. El rol de ejecutor sectorial estaría a cargo de el IPSE, fortalecido y reestructurado, para asumir el desafío que esta tarea impone.

Para atraer inversión privada y gestionar adecuadamente los recursos y la operación de los proyectos del sector, la información debe estar centralizada y disponible al público con total transparencia a través de un gestor de información energética.

- Mejoramiento de la calidad del servicio.

Los niveles de calidad en Colombia se encuentran muy lejos de niveles aceptables de prestación del servicio. Si bien la Resolución 015 de 2018 de la CREG establece bases para la mejora de la calidad, existen, en opinión de los expertos, algunos aspectos a examinar en mayor detalle que podrían constituir potenciales áreas de mejora:

- Diferenciar las metas de calidad entre zonas rurales y urbanas para cada operador. Esto cobra mayor relevancia, si se extiende su área de incumbencia a ZNI.
- Referenciar la calidad objetivo estableciendo un costo de energía no suministrada (CENS) de referencia igual para las distintas tecnologías de electrificación para minimizar el costo de servicio.
- Aceptar temporalmente una menor calidad de suministro para las nuevas áreas electrificadas por extensión del SIN, como ya ocurre para ZNI que conectan al SIN.
- Establecer un nivel de calidad aceptable en ZNI, incluso cuando el suministro sea de unas pocas horas al día.
- Revisar y evaluar las metas, incentivos y penalizaciones con un modelo de red de referencia para las zonas conectadas o un modelo integrado de electrificación de referencia que incluya los sistemas aislados si estos valores no se hubieran estimado con base en criterios matemáticos.
- Establecer la obligación de instalar sistemas telemétricos en el SIN y ZNI para permitir la supervisión y el control por parte de la CREG y la SSPD.
- Propiciar un mecanismo que integre rápidamente los avances tecnológicos, como sistemas de medición, monitoreo y control inteligente, y promueva su incorporación al sistema nacional de valoración de activos, mejorando la calidad mediante alternativas “sin cable”.
- Actualizar el catálogo de unidades constructivas que maneja la CREG para incluir soluciones aisladas en condiciones de eficiencia dentro de la remuneración de los operadores e incorporar señales concretas para la incorporación de las nuevas tecnologías.
- Definir 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.

Como complemento a la regulación, el rol de la UPME es fundamental en la planificación integral y complementaria, y en la coordinación de la planeación de las inversiones del STN, Sistema de Transporte Regional (STR) y Sistema de Distribución Local (SDL), lo que se reflejaría directamente en la calidad del servicio percibida por el usuario final.

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

Respecto a la expansión del GN, se requiere la actualización de la normatividad del Fondo Especial Cuota Fomento de GN – FECFGN. En primer lugar, se deben establecer condiciones de idoneidad de los distribuidores a cargo de los proyectos, que garanticen la prestación del servicio en el mediano y largo plazo. En segundo lugar, para promover el incremento de la cobertura del GN, en los mercados que determine el Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Gas Combustible- PIECGC, se sugiere priorizar los recursos del FECFGN para cofinanciar las conexiones de usuarios de estratos 1 y 2, en porcentajes mayores a los actuales (20% para los usuarios de estrato 2 y 30% para aquellos de estrato 1).

Una vez cumplidos los 3 objetivos de la expansión: i) conectar a los usuarios anillados; ii) atender a las poblaciones aledañas a las fuentes de abastecimiento de gas natural por equidad; y iii) sustituir el consumo de leña y otros energéticos muy contaminantes, debería darse por terminado el FEFCGN y liberar de esta carga al sistema.

Los expertos además sugieren:

- Elaboración por UPME e IPSE de Planes de Energización Rural Sostenible – PERS para cada Departamento (o área de responsabilidad), identificando las fuentes energéticas más eficientes (incluyendo fuentes locales disponibles).
- Estructuración por parte del IPSE (fortalecido y reestructurado) de soluciones energéticas integrales para los procesos de cocción y de energía eléctrica de la población en ZNI y otras áreas aisladas y rurales.
- Habilitación por parte de la UPME de un Sistema información con los proyectos y programas de ampliación de cobertura de gas combustible y de cocción eléctrica eficiente.

#### **4C. Fondos\*.**

**Unificación:** la separación del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas- FAER y Fondo de apoyo financiero para la energización de las zonas no interconectadas- FAZNI como consecuencia de la división del sector en SIN y ZNI debería superarse, de manera que los recursos se unifiquen para financiar los proyectos estratégicos destinados al cierre de brechas, independientemente de si se hace a través de conexiones a la red o soluciones aisladas, de acuerdo con el análisis de eficiencia de cada zona.

**Focalización:** los recursos de los fondos energéticos deben destinarse exclusivamente a aquellas soluciones que no resulten rentables para los particulares. Con el fin de cerrar las brechas de cobertura pendientes, se recomienda una hoja de ruta en la cual se identifiquen las áreas con potencial de ampliación de cobertura que no resultan atractivas para los inversionistas particulares. A partir de esa información los recursos de FAZNI y FAER se deberían destinar a financiar proyectos concretos identificados o estructurados por el IPSE (o quien haga sus veces) con base en las prioridades de política que establezca el MME y la planificación de la UPME.

Contrario a lo que pasa ahora donde la gran dispersión de proyectos, recursos y beneficiarios reduce el impacto de los fondos en el Índice de Cobertura de Energía Eléctrica (ICEE), se debe establecer proyectos estratégicos – como se ha planteado en el caso de La Guajira- y focalizar los recursos de estos fondos para ejecutarlos hará que se tenga un mayor impacto, reducirá riesgos de gestiones inadecuadas en la asignación de recursos y acelerará el cumplimiento de las metas planteadas por el Gobierno y por los Objetivos de Desarrollo Sostenible.

Sobre el Programa de Normalización de Redes Eléctricas- PRONE se plantean dos alternativas: (i) un desmonte gradual de los subsidios financiados con el Fondo de

Energía Social- FOES como resultado de la ejecución estratégica del PRONE en zonas identificadas como subnormales con base en criterios técnicos y no en la declaración de las autoridades locales. Una vez cumplida la finalidad, deberían desmontarse estos subsidios para contribuir a desincentivar las conexiones ilegales; e (ii) incluir la fuente de recursos que nutre al PRONE en el Fondo que unificaría al FAZNI y al FAER para destinarlo a ampliar la cobertura y logra más rápidamente la meta de universalización.

#### **4D. Diseño y Formulación de Subsidios\*.**

Hoy en día se presenta un elevado desbalance financiero del Fondo De Solidaridad Para Subsidios y Redistribución de Ingreso- FSSRI que va a los hogares subsidiados. Estos representan el 90% de los hogares, correspondientes a los estratos 1, 2 y 3. La solución a la grave situación financiera del Fondo y a la filtración de subsidios a hogares que no los necesitan *pasa necesariamente por un recorte del número de hogares que recibe el subsidio*. Un recorte de esta naturaleza implica imponer requisitos adicionales a estar en estratos 1, 2 y 3 para que un hogar se haga receptor de estos subsidios. Esos requisitos deben buscar excluir a hogares que se encuentran más lejanos a condiciones de vulnerabilidad.

Una posibilidad es focalizar los subsidios de energía en los hogares que se encuentran en condiciones de pobreza, siendo aquellos para quienes el actual subsidio promedio (cercano a 20.000 pesos mensuales) podría significar la diferencia entre poder acceder al servicio de energía eléctrica y no poder hacerlo.

Un esquema de reforma al sistema, que resulta ideal desde el punto de vista de la focalización y la suficiencia financiera, es el de 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>8</sup>. En particular, restringir la entrega de subsidios a cierta fracción de hogares con los menores puntajes de SISBEN reduce 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. Por ejemplo, si en la actualidad se limitara la entrega de subsidios al 30% de hogares con los menores puntajes de SISBEN, 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 financiera, liberando cuantiosísimos recursos para ser adecuadamente focalizados a otras necesidades sociales.

Añadir la condicionalidad de tener un cierto puntaje de SISBEN para recibir el subsidio ayuda también a contrarrestar los incentivos perversos del sistema de estratificación, por lo que las ganancias en focalización y suficiencia financiera de una reforma de este

---

<sup>8</sup> En la actualidad 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.



tipo deberían ser más sostenibles en el tiempo. Esto porque el SISBEN (especialmente en su versión IV) es un sistema más centralizado que el de estratificación, que prevé la administración centralizada de las bases de datos, y chequeos de la información allí recogida con diferentes registros administrativos, así como propiciar esfuerzos de veeduría pública. En todo caso, si la recepción de subsidios de energía se condiciona a un cierto puntaje de SISBEN, el nivel límite de este puntaje debería ajustarse periódicamente. Esto con dos objetivos: (i) reflejar cambios en las condiciones socioeconómicas de la población colombiana, y (ii) evitar que eventuales manipulaciones de los puntajes amplíen de forma indebida la franja de hogares subsidiados, reintroduciendo amplias filtraciones hacia hogares de alta capacidad económica y deteriorando de nuevo la salud financiera del sistema. Una forma de cumplir con este objetivo es atar el límite de puntaje SISBEN cubierto al nivel de pobreza medido por el DANE, con actualizaciones periódicas.

Si simplemente se deja en cabeza de los distribuidores condicionar el subsidio al puntaje SISBEN, será necesario que los distribuidores incorporen a sus sistemas de información el puntaje SISBEN del responsable de la cuenta, lo que a su vez exigirá implementar mecanismos de verificación de la identidad de esa persona, inexistentes actualmente. En ese escenario será difícil mitigar los riesgos de manipulación y fraude por parte de clientes que buscan ser subsidiados, incluyendo el múltiple uso del puntaje SISBEN de un mismo hogar para recibir subsidios sobre distintos contadores. Para cualquier distribuidor incorporar la información que le permitiría hacer esos chequeos es extremadamente costoso, al tiempo que los incentivos que enfrentan los distribuidores no están alineados con la necesidad de tales verificaciones.

En la medida en que sólo el SISBEN consolida la información de todas las personas registradas, será indispensable una intervención centralizada para garantizar que el puntaje asociado a una familia solo se utiliza para beneficiarse de subsidios en una sola cuenta de energía, y en una cuenta que efectivamente corresponde a esa familia.

Alternativamente, se puede modificar el sistema de entrega del subsidio para que la responsabilidad de su manejo no quede en cabeza de la empresa distribuidora. La entrega de subsidios a la energía podría ser administrada directamente por el Estado, por ejemplo, a través de cupones electrónicos de destinación específica a máximo una empresa distribuidora de energía eléctrica. La entrega directa por parte del Estado implicaría también la necesidad de desarrollar un sistema efectivo de traslado por parte de las empresas de lo recolectado en contribuciones de los estratos que enfrentan una sobretasa, y de monitoreo por parte del gobierno de la correcta liquidación de estas cuentas. Por estas razones, éste debería ser un escenario meta de reforma, implementable en el mediano plazo.

La alternativa más efectiva, que es factible implementar 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). Esta



restricción reduciría la filtración de subsidios a hogares por fuera de niveles de pobreza, y reduciría el déficit del FSSRI. El consumo de energía eléctrica es un proxy del ingreso del hogar (pues el consumo crece con el ingreso) y es directamente observable a distribuidores y agencias públicas del sector, lo que lo convierte en una herramienta efectiva de focalización.

Un límite a la recepción de subsidios a la energía eléctrica para hogares con consumo inferior a un cierto nivel también genera incentivos virtuosos al uso eficiente de la energía. Estos resultan particularmente atractivos en momentos en que la protección de los recursos que dan origen a la energía se ha tornado prioritaria. Sin embargo, en la medida en que el consumo es un proxy imperfecto de la capacidad de generar ingresos (por ejemplo, porque hogares con mayor número de miembros consumen más que otros en nivel similar de ingresos), una condicionalidad basada en el consumo necesariamente deteriora en alguna medida la capacidad del Fondo para entregar subsidios a los hogares cuyas condiciones de vida lo exigiría. En el caso de gas por redes, de hecho, una restricción al acceso al subsidio con base en los niveles de consumo no resulta apropiada, pues el consumo de gas no guarda una suficiente correlación positiva con la capacidad económica del hogar.

Para cualquier esquema alternativo de focalización se debe considerar un cronograma que implemente la reforma de manera progresiva. Esto es importante dado que cualquiera de las alternativas razonables implica el incremento de la tarifa efectiva para los usuarios que dejarán de ser subsidiados. Aunque el objetivo es que se deje de subsidiar sólo a hogares que, por sus condiciones socioeconómicas, no necesitan ese subsidio, esos hogares sufrirán una pérdida con respecto a sus condiciones actuales y requiere, por tanto, un periodo de ajuste. En el caso de la condicionalidad adicional por puntaje SISBEN, la progresividad puede tomar la forma de una reducción paulatina en la fracción de hogares a subsidiar hasta alcanzar el límite ideal de la fracción de hogares en pobreza (o cualquier límite que se acuerde). En el caso de condicionalidad por niveles de consumo, en que sólo se subsidian las tarifas de hogares con consumos bajos, se puede hacer una implementación progresiva iniciando el esquema en un límite de consumo muy superior al actual nivel de subsistencia, y reduciendo ese límite de forma paulatina.

Este cambio de paradigma es importante para estimular la búsqueda de eficiencia en el consumo por parte de los hogares, definida como la obtención del mismo nivel de comodidad con el mínimo uso de energía necesario. Las señales del sistema de subsidios actual no incentivan a los usuarios a ningún esfuerzo adicional de eficiencia en el uso, debido a que todos los usuarios que se encuentra clasificados en los estratos 1, 2 y 3 reciben el subsidio fijo hasta el límite de los umbrales de consumo vigentes. Reducir progresivamente el nivel de consumo que permite a un hogar recibir subsidios, desde un consumo inicial (consumo de entrada) a un consumo objetivo (consumo subsidiado), generará señales económicas que incentivarán a los usuarios residenciales del servicio público de electricidad hacia una mayor eficiencia energética.

Más allá de reformas al régimen de subsidio en el FSSRI, el presente análisis reitera la conclusión de análisis previos en el sentido de que el actual sistema de estratos no es una herramienta efectiva de focalización. Es urgente, no sólo actualizar la clasificación por estratos a través del país, sino también ajustar la institucionalidad del sistema de estratificación para alinear los incentivos de las autoridades locales a cargo de este proceso con el objetivo de redistribución de los subsidios. En el mismo sentido, este análisis apunta a la necesidad de incorporar en la normativa colombiana disposiciones que delimiten con mayor claridad el propósito de los subsidios a la tarifa de servicios públicos domiciliarios (y en general de los subsidios a personas), para cerrar de manera efectiva los espacios hoy existentes para la entrega de subsidios a personas y hogares que no los necesitan. El lenguaje utilizado en esa normatividad debe también ser claro en cuanto a la necesidad de ajustar de manera permanente la definición de la población objeto de subsidios a la evolución de las condiciones socioeconómicas del país.

En la fase dos de la misión, se recomienda complementar el estudio realizado de subsidios con un estudio enfocado en el análisis del tema en ZNI y revisar las características poblacionales después de la pandemia de COVID 19 para valorar la progresividad de los cambios.

### **Marco institucional y regulatorio: revisión del marco institucional y regulatorio para su modernización.**

La descentralización del mercado requerirá y llevará a nuevos servicios energéticos que pueden ser prestados de manera descentralizada. Lo relevante es entender si esto implica la creación de mercados locales o la integración de estos servicios en el mercado centralizado. Estos mercados más locales comienzan a ser posibles para ciertos productos (energía reactiva, servicios complementarios, control de la congestión, gestión de carga) con la participación de nuevos agentes (agregadores y agrupaciones de consumidores y compradores de dichos servicios, como los Operadores de Red Descentralizados).

También, en un futuro es probable que el consumidor utilice electricidad en diferentes puntos (su domicilio, su vehículo, su lugar de trabajo, etc.) y esta debe suministrarse en el lugar en que este se encuentre. Es decir, hay pensar en el usuario como el punto de consumo y como quien participe en el mercado, y no únicamente, en el domicilio, que es como está establecido legalmente el servicio. Además, con la digitalización es importante que la información se convierta en la “facilidad esencial” y que se brinde libre acceso a los competidores a este activo “no replicable”.

Teniendo en mente los aspectos de cambio, es importante entender cómo puede intervenir un sector con un dinamismo tan importante. Los expertos analizan los retos de organización sectorial de la industria eléctrica, su regulación y la gobernanza requerida para establecer una clara motivación a las intervenciones en la economía por parte del Estado. El marco propuesto es el del análisis de fallas de mercado. Es bueno anotar que la innovación y el cambio tecnológico son más propensos a materializarse en mercados con baja intervención regulatoria o en mercados con pocas reglas ex ante.

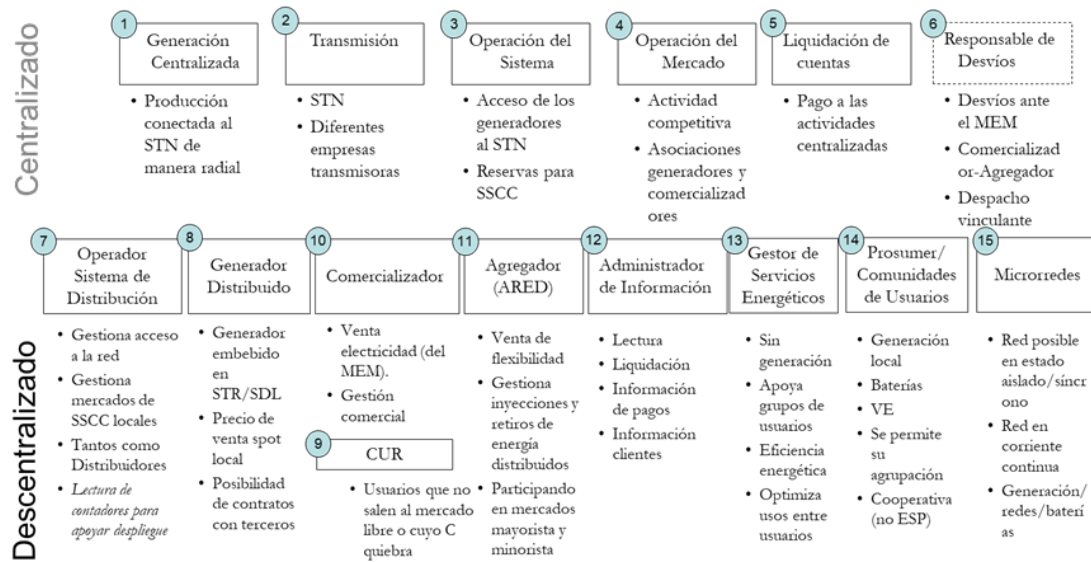
Señalan, que aún en sectores muy dinámicos y liberalizados, los controles de competencia son necesarios.

- Organización de la industria\*.

Dados los nuevos servicios que se pueden prestar en el mercado, los expertos analizan su impacto en la organización de la industria. Concluyen que la existencia de nuevos servicios no implica que no se pueda hablar de actividades, como es el caso del modelo tradicional y, por eso, la organización sectorial propuesta sigue el modelo de actividades. De esta manera, examinan las actividades (existentes y nuevas) y los servicios asociados tanto para el mercado centralizado como para el descentralizado. Como se puede ver en la figura siguiente, a nivel centralizado proponen una nueva responsabilidad en la administración de los desvíos que estaría a cargo del comercializador o comercializador – agregado; y a nivel descentralizado proponen nuevos agentes y funciones:

- Un distribuidor que asuma las funciones de Operador del Sistema de Distribución (OSD) responsable de dar acceso a las redes de distribución a los comercializadores, prosumers, agregadores y así distribuir la energía desde la red de transmisión hasta el usuario final para su consumo, en condiciones reguladas de seguridad y calidad de servicio;
- La existencia de generación distribuida con posibilidades de vender en el mercado Spot y contratar con terceros;
- Los comercializadores encargados de ventas de energía y de la gestión comercial, con un Comercializador de Último Recurso (CUR) que es un agente (comercializador) virtual designado para proporcionar a los clientes de consumo eléctrico la tarifa de último recurso o tarifa por defecto, cuyo método de cálculo establece el regulador;
- Un Agregador de Recursos de Energía Distribuidos, un nuevo agente encargado de gestionar inyecciones y retiros de energía distribuidos (correspondientes a demanda, generación, almacenamiento, vehículos eléctricos y otros), participando en mercados mayoristas de energía, entregando servicios complementarios, interactuando con el operador del sistema y generadores, entre otros potenciales agentes, el cual tendría una clara definición de funciones y con facultades de contratación de servicios con otros agentes;
- Un Administrador de Información encargado de las lecturas de los sistemas de medición inteligente, la liquidación e información de pagos y de clientes;
- Los gestores de servicios energéticos, algo muy similar a las ESCOs que hoy existen en Colombia;
- Los prosumidores y consumidores;
- Las micro redes que pueden participar del mercado (centralizarse) o salir de él (descentralizarse) en virtud de las necesidades del sistema o de la micro red, donde un desafío para su participación en el mercado es la coordinación entre la red y el resto del sistema.

Figura 3. Actividades en el nuevo sector



Fuente: informe del Foco 5 Misión de transformación energética.

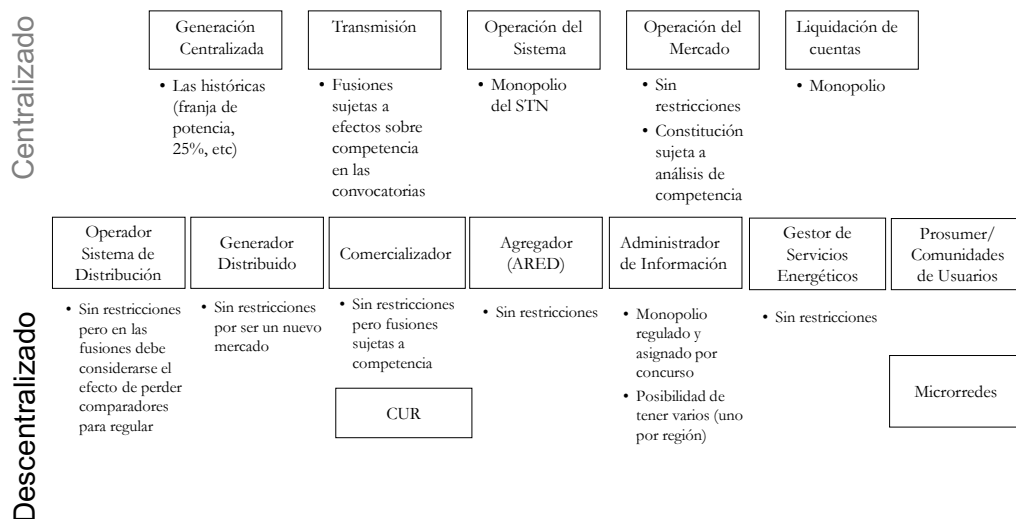
De igual manera, se revisan las condiciones y límites a la integración horizontal y vertical. Se plantea que por principio no se debe permitir que empresas en un sector competitivo estén integradas con actividades reguladas, dado que en un sector maduro no existen mayores ventajas a integrarse porque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

Con relación a la integración horizontal, señalan que la estructura del mercado mayorista no se ha desconcentrado desde 1995, ni tampoco se ha visto entrada de nuevos grupos empresariales, aún con la subasta de renovables llevada a cabo recientemente, por lo que encuentran difícil relajar las restricciones horizontales en generación. Por el lado de la comercialización, relajar los límites será función de las condiciones que se impongan en la separación vertical. Es habitual que las empresas con legado histórico en comercialización perpetúen esta condición histórica y que su integración con la distribución constituya una barrera a la entrada.

En el nuevo entorno energético no parece evidente que haya presión por menores tamaños viables, sino que sea un negocio de crecimiento rápido y tendencia a la concentración (*winner takes all*) en el cual el acceso a los datos del cliente sea la verdadera barrera a la entrada. Señalan que si no se cuenta con reglas de separación ex ante, es necesario confiar en el poder de la política de competencia, pero, en el caso de la comercialización, es necesario reconocer sus limitaciones.

La figura siguiente resume los límites a la integración horizontal propuestos.

Figura 4. Restricciones Horizontales



Fuente: informe del Foco 5 Misión de transformación energética.

Respecto a la separación vertical de actividades, se considera fundamental que esta no sea únicamente estructural como lo hacen las restricciones típicas de la regulación colombiana. De esta manera, se da cabida a diferentes formas de separación: separación contable, funcional y, legal (que no limita la propiedad cruzada) y de la propiedad (que sí la limita). La Resolución CREG 080 de 2019 podría moderar los riesgos y conflictos de la integración vertical.

La separación contable obliga a las empresas a tener cuentas separadas y a imputar costos a cada una de las actividades. Aun así, la gestión puede ser integrada y las sinergias de las actividades se siguen realizando. La separación funcional exige que dos unidades de la empresa estén separadas (desarrollen diferente objeto social) y se dediquen a cada actividad, aunque se pueden compartir algunos recursos (normalmente de deuda). La separación legal implica empresas diferentes con personal empleado por cada empresa, cuentas separadas, juntas directivas separadas, ausencia de unidad de gestión, diferente marca, etc pero las empresas pueden ser miembros de la misma casa matriz y orientarse por políticas estratégicas de la casa matriz. Finalmente, en el nivel más avanzado de restricción, se introduce la separación de la propiedad que es la más efectiva, aunque puede tener mayores costos de error.

En la siguiente figura se muestra la propuesta de separación vertical, donde los modos contemplados son: E: separación estructural, L: separación legal (marcas, cuentas, juntas directivas, etc.), F: funcional, diferente objetivo social y nombre y L/F que depende de condiciones adicionales.



Figura 5. Restricciones Verticales

	GC	T	OS	OM	LC	OSD	GD	C	AR	AI	GSE	P/CU	CUR
GC		E	E	E	E	L	L	L/F	L/F	E	E	E	L/F
T			E	E	E	E	E	E	E	E	E	E	E
OS				L	F	E	E	E	E	E	E	E	E
OM					L	E	E	E	E	E	E	E	E
LC						E	E	E	E	E	E	E	E
OSD							L	L	E	E	E	E	L
GD								L	L	E	E	E	L
C									F	E	E	E	L
AR										E	E	E	L
AI											E	E	E
GSE												F	E
P/CU													E
CUR													

Fuente: informe del Foco 5 Misión de transformación energética.

Por ejemplo, la transmisión se considera una actividad separada de manera estructural de toda la cadena, la Operación del Sistema separada de manera legal de la de Operación del Mercado (posibilidad de que la operación de mercado no sea un monopolio) y separada funcionalmente de la Liquidación de Cuentas. La Operación del Sistema de Distribución (OSD) separada de manera legal de las actividades competitivas existentes, y estructuralmente de las nuevas actividades competitivas. Asimismo, la OSD separada de manera legal del CUR y actuando en una zona diferente a la de su zona de distribución (e.g. OSD en zona A no puede ser CUR en zona A).

Existen también situaciones en las cuales la separación puede ser legal o funcional dependiendo de la asunción de compromisos adicionales. Se refieren los expertos, por ejemplo, al caso generador-comercializador, donde algunos generadores tienen posición de dominio en la producción que puede trasladarse al mercado de comercialización, por lo que sería razonable tomar medidas pro-competitivas para disminuir esos incentivos (e.g. venta de contratos anónimos de energía a comercializadores, como los propuestos en el Foco 1).

Con relación al gas natural, los expertos que estudiaron el mercado de gas proponen la creación de un Gestor técnico del sistema de transporte y almacenamiento: esta entidad deberá ser creada a través de Ley, o a través de un “Contrato de Mandato” suscrito entre los Transportadores y la nueva entidad. Como hay empresas integradas verticalmente en los segmentos de transporte-distribución, este gestor debe ser independiente y no

controlado por ningún transportador o ningún remitente en particular. Proponen funciones detalladas para este gestor.

En cuanto a la separación de actividades proponen que:

- Las actividades de suministro-comercialización (productores o importadores, según el caso) no puedan ser desarrolladas conjuntamente, directa o indirectamente, con las actividades de transporte, distribución, o comercialización;
- Las empresas que desarrollen actividades de transporte, distribución, o comercialización, ni sus accionistas, podrán tener participación societaria en compañías que desarrollen la actividad de suministro-comercialización (productores o importadores, según el caso);
- Las empresas que desarrollen actividades de transporte no podrán desarrollar directamente actividades de comercialización;
- Los remitentes que tengan vinculación económica con agentes sectoriales deberán interactuar con los distintos eslabones de la cadena de prestación del servicio, en los mismos términos aplicables a cualquier remitente. Se exceptúa de esta regla la demanda asociada con plantas de regasificación bajo régimen de acceso abierto con exención;
- Las empresas de distribución (actualmente distribución-comercialización) y comercialización, no podrán tener participación societaria en empresas de transporte; y
- Las empresas de distribución-comercialización existentes, deberán efectuar separación patrimonial entre ambas actividades mediante el fraccionamiento de las acciones de la empresa integrada entre acciones de la empresa de distribución y empresa de comercialización.

Finalmente, con el objetivo de preservar totalmente los intereses de los accionistas de las empresas actualmente integradas verticalmente y nivelar las condiciones de competencia, se permite la integración vertical de las empresas que desarrollen las actividades de transporte y distribución (actualmente distribución-comercialización). No obstante, se exigiría:

- Separación patrimonial bien sea mediante el fraccionamiento de las acciones de la empresa integrada entre acciones de la empresa de transporte y acciones de la empresa de distribución (actualmente distribución-comercialización), o bien sea a través de la participación accionaria de empresas de transporte en empresas de distribución (actualmente distribución-comercialización);
- En desarrollo de lo dispuesto en el Artículo 21 de la Ley 142 de 1994 que dispone: *“Administración común. La comisión de regulación respectiva podrá autorizar a una empresa de servicios públicos a tener administradores comunes con otra que opere en un territorio diferente, en la medida en la que ello haga más eficiente las operaciones y no reduzca la competencia”*, no estará permitida la *“Administración Común”* de empresas que actúen en el mismo territorio; y

- Las Juntas Directivas de empresas integradas verticalmente, que no hayan sido autorizadas por la CREG a tener “*Administración Común*”, en los términos definidos por la Ley, no podrán compartir Miembros Principales o Suplentes.
  - Si no hay competencia en las actividades de venta minorista, entonces no será posible la desintegración. Por el contrario, en la medida en que se recomienda la competencia minorista, la desagregación de las actividades de distribución y comercialización es una pieza relevante del diseño.
  - La CREG deberá pronunciarse acerca de permitir o no la “*Administración Común*” entre las empresas de distribución y las empresas de comercialización, sujetas a separación patrimonial.
- Regulación y supervisión\*

Con relación a la función de regulación de los sectores de energía, esta debe estar en cabeza de la CREG (con una excepción), y mantener un diálogo permanente con el Ministerio de Hacienda y Crédito Público (MHCP) por las implicaciones fiscales. De esta manera, además de la regulación de energía eléctrica, la de gas natural debería quedar legalmente en cabeza de la CREG (consideran que no hay razón para mantener potestad regulatoria del gobierno sobre el gas natural). 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, que debería quedar en cabeza del gobierno (MME, MHCP y DNP).

Con relación a la CREG, consideran que el exceso de regulación es una barrera a la entrada y en consecuencia se debe regular en menor medida: sólo regulando menos habrá, además, espacio para implementar los Análisis de Impacto Normativo (AIN) de forma sistemática (los ejercicios realizados en el marco de AIN deben ser públicos, así como los insumos para realizar las cuantificaciones que se presentan). De esta forma, se abriría un mayor espacio para la autorregulación, lo cual requeriría una SSPD más fuerte.

Los expertos discuten el papel de los nuevos Operadores de los Sistemas de Distribución (OSD) en esquemas de coordinación. Vale la pena anotar en este punto que, en cuanto a la regulación de la actividad de distribución, la recomendación es ajustarla teniendo en cuenta la visión futura que el OR debe ir convirtiéndose en un OSD que gestione de manera eficiente la red y permita la interacción de varios servicios y agentes en ella. Se propone entonces un sistema similar al implementado en el Reino Unido denominado RIIO (Revenue = Incentive + Innovations + Outputs).

Para promover la innovación proponen que, soportados en el cumplimiento de los plazos regulatorios, se pueden fomentar mecanismos como los denominados “*Sandboxes*” o areneras regulatorias, empleados por los reguladores británicos y recomendados por la Misión de Sabios (2019). En estos mecanismos las reglas regulatorias habituales son removidas para que se pueda viabilizar las innovaciones en condiciones de “laboratorio”. El *Sandbox* de Ofgem permite probar productos, modelos de negocio y servicios. El test es temporal y de pequeño tamaño orientado a un grupo

de clientes bajo la premisa que un test permanente o de amplio alcance implicaría que el esquema de regulación es inadecuado. De hecho, Ofgem considera que el *Sandbox* aporta elementos para considerar si tal cambio ha de aplicarse a toda la industria. Los expertos sugieren los criterios que pueden ser aplicados por los reguladores para calificar un proyecto como susceptible de tratamiento de laboratorio: propuesta genuinamente innovadora, con beneficios para los usuarios, la regulación existente no posibilita su desarrollo y la existencia y aplicación de un protocolo de seguimiento.

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. Alternativamente, podría ser útil tener un cuerpo permanente de expertos que, como en el caso chileno, permite la resolución de disputas en el sector y desempeñe la función de apelación a las decisiones tarifarias tomadas por la CREG. Su función sería la de pronunciarse, mediante dictámenes de efecto vinculante, sobre aquellas discrepancias y conflictos que, conforme a la ley, se susciten con motivo de la aplicación de la legislación que las empresas sometan a su conocimiento.

Con relación a la supervisión, los expertos consideran que ésta debe llevarse a cabo en función de los riesgos que se identifiquen, y recomiendan: (i) que la SSPD mejore 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 cuente con un Centro Nacional de Monitoreo del Mercado Mayorista, como el propuesto en el Foco 1, y en el cual ya se viene trabajando, para monitorear en tiempo real el mercado mayorista, en un esfuerzo que debe estar acompañado por la SIC; (iv) las labores de la SIC deben alimentarse, idealmente, de información que provenga de la SSPD.

Así como es necesario el “temor al supervisor”, entendido aquél que induce a los vigilados a cumplir con la normatividad vigente, es igualmente importante que los vigilados tengan la tranquilidad de que el supervisor va a ejercer sus labores con la debida discreción, pero sin ser arbitrario. En esa medida, de forma análoga al Consejo Asesor para la Competencia en el caso de la SIC, al cual el Superintendente presenta casos y recibe una recomendación de la cual se puede apartar de forma motivada, 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.

En la segunda etapa de la Misión los expertos recomendaron estudiar la estructuración de un Autorregulador de los mercados eléctrico y de gas combustible, con poder investigativo y sancionatorio.

- Gobernanza sectorial\*.

Para los temas de gobernanza del sector los expertos plantean como puntos de partida los siguientes: (i) la arquitectura institucional de las Leyes 142 y 143 es considerada como adecuada por los diferentes actores del mercado; sin embargo, el acuerdo pareciera girar más alrededor de lo que dice el papel, por lo que el proceso de implementación del ajuste institucional debe aclararse, profundizarse y, en algunos casos revisarse; y (ii) a la luz de los objetivos de la Misión, se requieren ajustes que apoyen el proceso de transformación energética sin que ello implique desconocer los esfuerzos y el trabajo que vienen realizando.

Con estos conceptos, revisan y proponen ajustes de funciones sectoriales para el MME, la UPME y CREG, y hacen recomendaciones para mejorar algunos Comités asesores y la coordinación sectorial. Planean además la necesidad de fortalecer la SSPD y la SIC. Adicionalmente proponen la independencia del Operador del Sistema.

Se recomienda que el MME fije los objetivos de política energética como son las metas de cobertura rural, confiabilidad del sistema y niveles objetivo de calidad y pérdidas, las cuales deben ser 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: (i) Plan de expansión de transmisión y generación, (ii) Plan de suministro y confiabilidad de gas, (iii) Plan de suministro y confiabilidad de combustibles líquidos. No hay consenso sobre si la regasificación debe formar parte de estos planes. En cuanto al periodo de planeación de obras de infraestructura, consideran que este debe ser mayor al actual, teniendo en cuenta los tiempos requeridos para la expedición de los Planes de Expansión y las convocatorias.

De igual manera, con relación a la organización de la UPME, consideran los expertos que debe fortalecerse, comenzando por mejorar la remuneración de sus funcionarios (se considera que la estructura salarial de la UPME debe estar acorde con la de otras entidades del sector). Además, proponen que esta entidad cuente con un departamento ambiental y mayor recurso humano para la estructuración oportuna de las convocatorias, entregando los proyectos con un Diagnóstico Ambiental de Alternativas. 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 consonancia con lo propuesto por los expertos del Foco 4, se recomienda que esta entidad se concentre en la promoción, estructuración y ejecución de proyectos en las ZNI, sin ser parte del cuerpo evaluador de proyectos. Se debe fortalecer el Centro Nacional de Monitoreo y contar con un cuerpo idóneo de auditores de proyectos.



De otro lado, siguiendo los propósitos de contar con una regulación más flexible que propicie la innovación, los expertos proponen ajustes a la estructura de la Comisión de regulación. En cuanto a la composición, proponen: pasar de 11 miembros (3 del gobierno y 8 de dedicación exclusiva) a, 5 (1 del gobierno y 4 de dedicación exclusiva), o 7 (1 del gobierno y 6 de dedicación exclusiva); que MHCP y DNP dejen de formar parte permanente, aunque temas con implicaciones fiscales deben ser coordinados con estas entidades; y 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, recomiendan que exista un director administrativo en la CREG, encargado de los temas administrativos exclusivamente, liberando así a uno de los expertos de estas labores. 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 al regular menos se va a cumplir la agenda regulatoria (una de las críticas más señaladas a la labor de la Comisión) y que así como la agenda regulatoria es pública, deberían ser públicos, de forma oportuna, tanto el orden del día de las sesiones de la CREG, como las actas de las mismas.

Se propone que, la presencia del Ministro de Minas y Energía sea requisito para sesionar. Luego de una transición, los expertos comisionados y el Ministro fungirían como una Junta Directiva, con un equipo técnico fortalecido, encargado de hacer los análisis técnicos para que la comisión los discuta y apruebe, si lo considera pertinente. El objetivo de este cambio es que los miembros sean percibidos como pares del Ministro de Minas y Energía, y que se reduzcan las asimetrías de información entre este y los comisionados, en la medida en que el equipo técnico sería el encargado de hacer los análisis y preparar los documentos para discusión, y serían los expertos comisionados y el Ministro quienes los discutirían.

La regulación de cada sector tiene unos periodos de vigencia en la Ley que usualmente no se cumplen. Se sugiere que una vez se expida la regulación, se cumpla con este cronograma de manera estricta. En caso de que la metodología vigente se quiera mantener, se debe, en todo caso, realizar una actualización de los parámetros cada cinco años. Lo anterior, por supuesto, implica definir de antemano cuál es ese conjunto de parámetros; en principio, los expertos recomiendan que el WACC esté en esa lista, así como las metas de eficiencia (aplicando la misma metodología del período pasado).

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 XM.

Este Comité de Coordinación debe definir los agentes sistémicamente importantes y monitorear los riesgos que cada uno identifique (adoptar un enfoque de riesgos para la toma de decisiones). La SSPD debe presentar periódicamente los reportes que hagan públicos los resultados de simular situaciones críticas sobre los agentes del sector. Deben hacerse simulacros de crisis por lo menos cada cuatro años.

De igual manera, los expertos sugieren estudiar la integración con otros sectores: TICs (conectividad, espectro requerido para servicios, marcos regulatorios y servicios), ambientales y sociales, jueces.

En cuanto a los cuerpos asesores se propone:

- (i) que el CNO se abra a nuevos agentes como las empresas de generación de renovables y, como se recomendó en la segunda etapa, a la participación de la demanda. Los acuerdos de este Consejo deben ser previamente consultados con la CREG y XM con la posibilidad de que la CREG no permita su inclusión en el código de operación;
- (ii) que la composición del CAC se modifique reduciendo el número de sus integrantes de 12 a 7 (sin suplencias), dándole también cabida a la demanda; y
- (iii) que CAPT continúe como cuerpo asesor de la UPME para la planeación de la transmisión, y realice recomendaciones a XM.

Finalmente, con relación al operador del sistema 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.

Se considera que la Junta Directiva del nuevo XM debe estar compuesta por 7 miembros, todos independientes. En el caso en que, además de la Nación, estén entidades multilaterales y agentes, la nominación de los miembros de la junta sería la siguiente: 3 nominados por el Gobierno, 3 nominados por las multilaterales y/o el operador internacional y 1 nominado por los agentes. En el caso en que, además de la Nación, sólo estén los agentes, la conformación propuesta sería: 5 nominados por el Gobierno y 2 nominados por los agentes. El CAC y el CNO actuarían como cuerpos consultivos independientes de la Junta Directiva.

En las discusiones para la elaboración de la hoja de ruta se analizó que la escisión de XM del Grupo ISA podría traer retos transaccionales y hacer enfrentar riesgos al operador del sistema y se acordó inicialmente analizar más a fondo el cambio de propiedad sugerido por la dificultad que tendría para algunos agentes más que otros participar en el esquema propuesto, y en el entretanto continuar fortaleciendo el gobierno corporativo de la compañía como se ha venido haciendo. Los expertos de la segunda fase hacen énfasis en que con los anuncios recientes de la compra del 51,4%

de las acciones de ISA por parte de Ecopetrol es importante reflexionar si estas recomendaciones son suficientes para dar tranquilidad a los mercados eléctricos y de gas, por lo que en la hoja de ruta se plantea la realización de un estudio sobre este tema. Lo anterior dado que Ecopetrol es el mayor productor de gas natural y autogenerador a gran escala con posibilidad de entregar excedentes a la red, y ahora participa en la mayor empresa transmisora de electricidad.

**Anexo**  
**Evaluación Misión de transformación energética.**  
**Por Eduardo Wiesner.**

La Misión contó con un grupo de expertos que asistieron a las reuniones y dieron su concepto sobre las propuestas realizadas en cada uno de los focos. En particular en el Foco 5 se recibió un concepto escrito sólido en su análisis y rico en referencias bibliográficas. El informe del doctor Eduardo Wiesner comienza resumiendo el marco conceptual y las restricciones a partir de las cuales deriva los criterios de evaluación y las preguntas con las cuales se examinan las propuestas. Luego presenta los resultados de aplicar este esquema evaluativo a las propuestas para alcanzar los objetivos de la Misión; en particular, el de fortalecer la independencia del marco regulatorio y asegurar una efectiva respuesta a los nuevos paradigmas que enfrenta el sector eléctrico, teniendo en cuenta, además, la importancia de precisar el “como” se transita hacia una renovada arquitectura institucional.

Señala el evaluador que la tarea es crecientemente difícil en mercados operando bajo rápida evolución tecnológica, nuevos requisitos ambientales y una compleja estructura interinstitucional. De otra parte, la mayor delegación del Ejecutivo para fortalecer la independencia de un ente Regulador no es un proceso político fácil. Después de todo, incluye el principio que limita la “intervención discrecional” del gobierno central en el ámbito regulatorio.

El principal criterio de evaluación adoptado fue el de la congruencia entre las propuestas, de una parte, con un marco conceptual acorde con las reformas requeridas por el sector. Los principales *drivers* analíticos en tal marco conceptual fueron los incentivos, la información, las evaluaciones independientes, y la descentralización hacia el consumidor y hacia la demanda en general.

Un segundo criterio de evaluación fue el concepto de “efectividad institucional”, definida esta como la capacidad de la estructura institucional propuesta para fortalecer la competencia como el principal determinante de la eficiencia del sector. El principio conceptual es que la estructura institucional debe responder a los objetivos de política y contribuir a lograrlos.

Un tercer factor que jugó un papel importante en la evaluación fue el examinar el alcance dado en las propuestas a las restricciones de economía política. Principalmente a las provenientes de los posibles perdedores de las reformas y quienes buscaran mantener posiciones dominantes. Aunque no hay una fórmula única para resolver este tipo de problemas, sí hay defensas para mitigar su costo. Una, el “diseño institucional” de un marco de gobierno “jerárquico”, de reglas y procesos. Como ocurre al interior de una firma. Otra, mediante acuerdos y contratos favoreciendo el uso intensivo de instrumentos ex ante neutrales como la información, la transparencia, los incentivos y las evaluaciones estratégicas independientes.

Por último, se presentan las conclusiones y se ofrecen algunas recomendaciones focalizadas principalmente en la fase de implementación (el “como”) de las hojas de ruta y su articulación en un esquema integral e integrante que se resumen a continuación.

#### Conclusiones:

- (i) El marco regulatorio propuesto por los expertos del Foco 5 es congruente con los objetivos de política y con un marco conceptual cuyas características analíticas generan los procesos conducentes al logro eficiente de tales objetivos.
- (ii) Las propuestas fortalecen el gobierno y la “efectividad institucional” del MME, así como de la CREG, de la UPME, de la SSPD y de la Comisión interinstitucional de Infraestructura y Proyectos Estratégicos (CIPE). Son pertinentes y urgentes innovaciones para responder a cambiantes paradigmas tecnológicos, ambientales y de economía política. Responden también a una apremiante necesidad de más efectiva coordinación al interior del sector energético y con el resto del sector público. En esta dimensión, el llamado a un mayor aprovechamiento del DNP es la ruta indicada.
- (iii) Las propuestas de reforma contienen adecuada especificidad sobre el “cómo” (macro y micro) adelantar su proceso de implementación. Es destacable el detalle de las innovaciones en la estructura de gobierno de la CREG y su articulación con el Ministerio de Minas y Energía. Lo mismo se da en el caso de las opciones sobre la propiedad y gobierno de XM e ISA.

#### Recomendaciones:

- (i) Si bien las propuestas del Foco 5 respecto al cómo están debidamente sustentadas conviene recordar el principio general que toda reforma comprende alguna modalidad de transición entre eventos e intereses difícilmente anticipables en su integridad. El tránsito de una reforma, desde un escenario A hacia uno B, puede haber sido acordado por los respectivos agentes, pero esta necesaria condición no es suficiente para garantizar una ruta eficiente. Por ello las hojas de ruta deben ser macro estructuradas en forma integral y ser consistentes entre sí y con los objetivos globales de la política. Por ello, se recomienda mayor desgranulación del proceso en sus rutas estratégicas. Se podrían contemplar futuras evaluaciones de progreso en nodos escogidos de su ruta integral.
- (ii) Dada la importancia del concepto de “Independencia” (técnica, política y presupuestal) y la complejidad para definirlo operacional y legalmente, sería conveniente que las hojas de ruta incluyan los detalles (micro) de su configuración, más allá de su narrativa nominal. La independencia o la dependencia de una institución no se deriva solo del origen de los



nombramientos de sus directivos. Depende, en gran medida, de las condiciones específicas de tales nombramientos y de las respectivas rendiciones de cuentas. El país tiene buena experiencia en el manejo de este tipo de problemas.

- (iii) Sería conveniente fortalecer el examen de la verificabilidad de los escenarios base más estratégicos a lo largo de las hojas de ruta. Así serían más discernibles las posibles causalidades de los procesos de reforma. Sin suficiente verificabilidad no se puede medir el efecto de las reformas. O de su ausencia.
- (iv) Sería conveniente que las entidades públicas del sector contaran con apropiaciones presupuestales para financiar evaluaciones estratégicas e independientes en aquellos casos en que la particular complejidad de un problema requiera este tipo de política corporativa.