

## DE LA IDENTIFICACIÓN A LA IMPLEMENTACIÓN

Estrategia institucional para acelerar  
el despliegue de energías renovables  
no convencionales en Colombia

---

## **Autores**

*POLEN Transiciones Justas*

DOI:<https://doi.org/10.51414/sei2026.027>

## **Layout y gráficos**

Alejandra Aristizábal

Silvia Yepes

## **Edición**

Natalia Ortíz Díaz

## **Contacto**

[mariana.villegas@polentj.org](mailto:mariana.villegas@polentj.org)

---

## **Organizaciones del proyecto:**



Instituto internacional de investigación sin ánimo de lucro que aborda los desafíos relacionados con el clima, el medio ambiente y el desarrollo sostenible mediante investigaciones de vanguardia, generación de conocimiento, herramientas y fortalecimiento de capacidades.



Centro de pensamiento y acción independiente que cataliza cambios estructurales para la transición energética en Colombia, basado en evidencia y con incidencia en política pública, para una sociedad equitativa y resiliente.



Organización no gubernamental sin fines de lucro enfocada en impulsar la acción climática y acelerar la transición hacia modelos de desarrollo sostenibles y bajos en carbono en América Latina y el Sur Global. Su trabajo combina análisis técnico, desarrollo de políticas públicas, planificación territorial y fortalecimiento institucional.

## **Financiado por:**



Este documento se publica en el marco del proyecto “Potenciando la Transición Energética Justa de Colombia”, ejecutado por el Stockholm Environment Institute (SEI), POLEN Transiciones Justas y la Fundación Ivy, y financiado por UK Partnering for Accelerated Climate Transitions (UK PACT), un programa de desarrollo de capacidades administrado y financiado por la Oficina de Asuntos Exteriores, Commonwealth y Desarrollo (FCDO) y el Departamento de Seguridad Energética y Cero Emisiones Netas (DESNZ) del Gobierno del Reino Unido a través del Fondo Internacional para el Clima del Reino Unido.

# CONTENIDO

<b>1</b>	<b>Resumen Ejecutivo</b>	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>Marco de activación institucional</b>	<b>6</b>
	2.1. Actores clave y su rol en la implementación	7
	2.2. Articulación institucional: condición necesaria para la implementación	9
	2.3. Implementación al amparo de las leyes vigentes	10
	2.4. Tipos de instrumentos disponibles	10
<b>3</b>	<b>Recomendaciones de implementación: estrategias por entidad</b>	<b>14</b>
	3.1. Ministerio de Minas y Energía (MME)	15
	3.2. Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)	21
	3.3. Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME)	30
<b>4</b>	<b>Canales de implementación de las reformas</b>	<b>35</b>
	4.1. Canal legislativo (ventanas de oportunidad específicas)	36
	4.2. Canal regulatorio y administrativo (canal principal de implementación)	36
<b>5</b>	<b>Coordinación institucional</b>	<b>37</b>
<b>6</b>	<b>Reflexión final</b>	<b>39</b>
<b>7</b>	<b>Referencias</b>	<b>40</b>

# 1. Resumen Ejecutivo

Este documento presenta una posible hoja de ruta o estrategia institucional para la **implementación** de los cambios regulatorios, de planificación y de mercado necesarios para acelerar el despliegue de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) en Colombia, dando continuidad al análisis desarrollado en el reporte previo.

Mientras que el informe anterior se centró en la identificación de los ajustes requeridos en el marco regulatorio, de mercado y de planeación del sistema eléctrico, este documento aborda una pregunta crítica para la transición energética del país: **cómo materializar dichos cambios** dentro del marco legal e institucional vigente.

En este sentido, el reporte propone recomendaciones accionables orientadas a activar las herramientas existentes mediante decisiones de política pública, regulación, planeación y operación, identificando con precisión las **entidades competentes**, los **instrumentos disponibles** y las **posibles vías de implementación**.

Uno de los principales hallazgos del análisis es que una proporción significativa de los ajustes identificados puede implementarse **sin necesidad de reformas legales estructurales**. El marco jurídico vigente ya otorga a las entidades del sector (en particular al Ministerio de Minas y Energía, la Comisión de Regulación de Energía y Gas y la Unidad de Planeación Minero Energética) facultades suficientes para introducir transformaciones relevantes en el diseño del mercado y de los mecanismos competitivos de contratación, los criterios de operación del sistema y la orientación de la planeación sectorial.

Este hallazgo implica un cambio de enfoque: el principal desafío no radica en la ausencia de instrumentos normativos, sino en su **activación oportuna, coordinada y estratégica**.

Sobre esta base, las rutas sugeridas se fundamentan en el **uso articulado de instrumentos regulatorios, de política pública, de planeación y operativos**, tales como la expedición de resoluciones, la adopción de lineamientos de política, el fortalecimiento y ajuste de los procesos de planeación y la revisión de reglas de operación del sistema. Estos instrumentos constituyen el canal principal para avanzar en la implementación de los cambios identificados, permitiendo progresos significativos sin depender, en la mayoría de los casos, de procesos legislativos.

No obstante, el documento también reconoce la existencia de **ventanas de oportunidad específicas** para introducir ajustes a través de instrumentos de mayor jerarquía normativa (v.g., leyes de la República), como el *Plan Nacional de Desarrollo*, cuando resulte pertinente para consolidar o acelerar determinadas transformaciones. En este punto, cabe señalar que si bien la posibilidad de avanzar sin reformas legales representa una ventaja en términos de agilidad, también implica un **riesgo de reversibilidad**: lo que puede modificarse mediante decreto o resolución puede igualmente deshacerse por la misma vía. Por ello, lo verdaderamente deseable es construir acuerdos amplios y duraderos que trasciendan los ciclos de gobierno y brinden estabilidad a las reglas de inversión, generando certidumbre para los agentes del sector en el largo plazo.

En línea con lo anterior, este documento organiza las **sugerencias de implementación** en torno a las **líneas estratégicas** definidas en el reporte previo, vinculando cada una de ellas con las entidades responsables, los instrumentos aplicables y las acciones posibles para su implementación.

El mensaje central es claro: la aceleración del despliegue de FNCER en Colombia no está limitada por la falta de soluciones técnicas ni por restricciones estructurales del marco legal, sino por la necesidad de fortalecer la capacidad de implementación del Estado, mediante la activación efectiva de las competencias ya existentes.

En consecuencia, este documento constituye un insumo práctico orientado a cerrar la brecha entre diagnóstico e implementación, contribuyendo a que el sistema eléctrico colombiano evolucione de manera consistente con los objetivos de política energética y los escenarios óptimos de expansión identificados en estudios técnicos recientes.<sup>1/2/3</sup>



© Michael Förtsch - Unsplash

- 1 Estudio técnico de Asociación Ivy, "IVY impulsa la transición energética de Colombia hacia un futuro sostenible con soluciones innovadoras y asesoría técnica", 24 de enero de 2025. Disponible en: <https://asociacionivy.org/index.php/2025/01/24/ivy-impulsa-la-transicion-energetica-de-colombia-hacia-un-futuro-sostenible-con-soluciones-innovadoras-y-asesoria-tecnica/>.
- 2 Estudio del Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería (ISCI) y Universidad de los Andes de Bogotá (Uniandes), "Expansión, operación y análisis de seguridad y estabilidad del sistema eléctrico colombiano a futuro". Disponible en: <https://energia.isci.cl/proyectos/expansion-operacion-analisis-seguridad-estabilidad-sistema-electrico-colombiano-futuro>.
- 3 Reporte de Asociación IVY y POLEN Transiciones Justas, Transición Energética Justa en Colombia — Ruta técnica para un sistema eléctrico confiable, limpio y de menor costo en Colombia, 21 de octubre de 2025. Disponible en: <https://fundacionivy.org/wp-content/uploads/2025/10/INFORME-COLOMBIA-IVY-POLEN-REV12-21-10-2025-1.pdf>.

Foto: © Belle Co - Pexels



# 2

## Marco de activación institucional

---

La implementación de los cambios requeridos para acelerar el despliegue de FNCER en Colombia no depende únicamente de la identificación de ajustes regulatorios o de mercado, sino de la **capacidad del marco institucional existente para activarlos de manera efectiva**.

En este contexto, el sector eléctrico colombiano cuenta con una arquitectura institucional consolidada, en la que las funciones de **política pública, regulación, planeación y operación** se encuentran claramente diferenciadas, pero son intrínsecamente interdependientes. Esta configuración no solo define responsabilidades, sino que estructura un sistema de implementación distribuida, en el cual la materialización de cambios requiere la **acción coordinada de múltiples entidades**. Este aspecto es fundamental: ninguna entidad, actuando de manera aislada, puede por sí sola garantizar la transformación requerida. La efectividad del proceso depende de que las decisiones de cada actor se adopten de manera articulada, secuenciada y mutuamente coherente.

Desde esta perspectiva, el desafío central no radica (necesariamente) en la creación de nuevas competencias, sino en la aplicación estratégica de las facultades existentes, de manera que las decisiones adoptadas por cada entidad se refuercen mutuamente y converjan en la transformación efectiva del sistema.

Bajo este enfoque, la presente sección tiene un doble propósito: (i) demostrar que el marco legal vigente dota a las autoridades del sector de las facultades necesarias para implementar los cambios identificados, y (ii) establecer las bases analíticas para definir, en la sección siguiente, rutas concretas de acción por entidad.

## 2.1. Actores clave y su rol en la implementación

La implementación de los cambios regulatorios, de mercado y de planeación identificados en el reporte previo se estructura en torno a las **funciones y competencias** de las **principales entidades del sector**. Cada una de ellas dispone de instrumentos específicos para incidir en el diseño, la expansión y la operación del sistema eléctrico.

No obstante, más allá de una descripción funcional, resulta fundamental entender el **rol estratégico diferenciado** que cada entidad desempeña en el proceso de implementación, así como su capacidad relativa para habilitar, acelerar o condicionar los cambios requeridos.

En este sentido, los actores clave pueden caracterizarse de la siguiente manera:

### a) Ministerio de Minas y Energía (MME)

El MME define la **política pública sectorial** y establece los **lineamientos generales** a través de instrumentos como decretos y resoluciones. Su rol trasciende la formulación de políticas, en la medida en que **orienta estratégicamente la acción del conjunto del sector**, alineando las decisiones regulatorias, de planeación y operativas con objetivos de política energética.

En el contexto de implementación, el MME actúa como **articulador central**, con capacidad para:

- Definir **prioridades** sectoriales
- Señalar **direccionamientos explícitos** a las entidades técnicas
- Habilitar **ajustes normativos posteriores** y más específicos (v.g., regulatorios) mediante señales generales contenidas en sus instrumentos de política pública.

El papel del MME es particularmente crítico en la generación de señales claras y consistentes, que reduzcan la incertidumbre regulatoria y faciliten la acción coordinada de las demás entidades.

## b) Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)

La CREG diseña y ajusta las **reglas técnicas, económicas y operativas** que rigen el sector, incluyendo los mecanismos de mercado, los esquemas de remuneración y las señales para la inversión.

En el proceso de implementación, la CREG constituye el **principal habilitador de cambios estructurales**, en la medida en que es la entidad encargada de traducir los objetivos de política pública en (entre otros):

- Incentivos económicos concretos;
- Derechos y obligaciones de los agentes;
- Reglas de mercado;
- Reglas de operación y despacho; y
- Condiciones de participación de los agentes.

En este sentido, su rol no es únicamente técnico, sino profundamente estratégico: la velocidad, secuencia y ambición de los cambios dependen en gran medida de su capacidad y acción regulatoria.

Es de suma importancia precisar que, en virtud de las funciones y facultades asignadas por el marco legal vigente, en particular por las Leyes 142 y 143 de 1994, la CREG **no siempre depende de señales explícitas de política pública para ejercer su función regulatoria**. Por el contrario, esta entidad cuenta con mandatos legales directos que la habilitan para actuar de manera autónoma en múltiples ámbitos críticos del sector.

Entre estos se incluyen:

- El desarrollo de un marco regulatorio que incentive la inversión en expansión de la capacidad de generación y transmisión;
- La creación de condiciones para asegurar una oferta energética eficiente, capaz de abastecer la demanda bajo criterios económicos, sociales, ambientales y de viabilidad financiera;
- La definición de criterios técnicos de calidad, confiabilidad y seguridad del servicio;
- La determinación de condiciones para el funcionamiento competitivo del mercado; y
- La protección de los derechos de los usuarios.

Esta autonomía implica que, en múltiples casos, **la CREG ya se encuentra jurídicamente habilitada** para adoptar decisiones regulatorias orientadas a acelerar la integración de FNCER y promover la transformación del sector eléctrico, sin requerir desarrollos adicionales de política pública.

Por otra parte (y en sentido contrario), la CREG puede constituirse en un potencial cuello de botella en escenarios donde la priorización regulatoria, la carga de trabajo o la gestión de riesgos limiten la adopción oportuna de ajustes. En particular, si la capacidad institucional de la entidad se concentra en atender contingencias y urgencias del día a día, difícilmente podrá enfocarse en las transformaciones estructurales y estratégicas que el sistema requiere. Por ello, su fortalecimiento institucional y la **alineación estratégica de su agenda regulatoria** resultan determinantes para la implementación efectiva de los cambios requeridos.

### c) Unidad de Planeación Minero Energética (UPME)

La UPME lidera los procesos de **planeación del sector minero-energético**, incluyendo la elaboración de planes de expansión y la definición de criterios técnicos que orientan el desarrollo del sistema eléctrico en el mediano y largo plazo.

En el contexto de la transición energética, su rol adquiere una importancia estructural: la planeación **deja de ser un ejercicio indicativo y pasa a constituirse en un instrumento central** para orientar de manera efectiva la expansión del sistema.

En este sentido, la UPME cumple una función habilitante en la implementación de los cambios requeridos, en la medida en que define (o puede definir, aun cuando hasta el momento no lo haya hecho plenamente) la **trayectoria de evolución del sistema** y articular decisiones de política, regulación e inversión.

Esto implica la necesidad de evolucionar hacia un **enfoque de planeación más proactivo**, con capacidad de:

- **orientar la expansión del sistema** hacia configuraciones consistentes con el óptimo técnico-económico;
- anticipar necesidades de red, localización y flexibilidad;
- y alinear las señales de planeación con los instrumentos regulatorios y de mercado.

Más que un ejercicio técnico aislado, la planeación debe convertirse en un **mecanismo de coordinación sistémica**, clave para evitar desalineamientos entre generación, red, regulación y operación.

El fortalecimiento de este rol, entonces, es una condición necesaria para facilitar una integración eficiente, segura y costo-efectiva de las FNCER en el sistema eléctrico colombiano.

## 2.2. Articulación institucional: condición necesaria para la implementación

La implementación efectiva de los cambios identificados depende de la articulación coherente entre las entidades arriba mencionadas, cuyas decisiones son **interdependientes**. A manera de ejemplo:

- Las señales de política energética (v.g., lineamientos generales) del MME pueden condicionar o directamente habilitar la acción regulatoria de la CREG;
- Las decisiones regulatorias de la CREG y las actividades de planeación de la UPME son **mutuamente condicionantes** y deben desarrollarse de manera coordinada e iterativa: la regulación debe reflejar y dar viabilidad a los resultados de la planeación, mientras que la planeación debe orientarse por las señales regulatorias existentes y las que se prevé adoptar. Esta coordinación es especialmente crítica **dado el carácter indicativo de la planeación de generación**: si la CREG no incorpora los resultados de la planeación en el diseño de los procesos de contratación o en la regulación del despacho, la identificación de necesidades de expansión renovable no se traducirá en señales efectivas de inversión;
- Los resultados de la planeación de la UPME influyen en la operación del sistema, administrado por XM S.A. E.S.P. (cuyas funciones no se exploran aún en este documento, al no tratarse propiamente de una autoridad gubernamental); y
- La operación, a su vez, retroalimenta la necesidad de ajustes de política pública y/o regulatorios.

- Esta dinámica configura un sistema de gobernanza coordinada con retroalimentación permanente, en el cual la falta de alineación en cualquiera de sus componentes puede limitar o retrasar la materialización de los cambios.

## 2.3. Implementación al amparo de las leyes vigentes

En conjunto, las facultades asignadas a estas entidades por el marco legal vigente (en particular, por las Leyes 142 y 143 de 1994 y la Ley 1715 de 2014) permiten incidir de manera directa en los ajustes regulatorios, de planificación y de mercado requeridos para la transformación del sistema.

Por tanto, la implementación de los cambios identificados no depende de la creación de nuevas competencias, sino de la activación efectiva, coordinada y estratégica de las ya existentes.

## 2.4. Tipos de instrumentos disponibles

El marco institucional vigente dispone de un conjunto amplio y suficiente de **instrumentos normativos** a través de los cuales pueden **implementarse** los cambios identificados como necesarios para acelerar el despliegue de FNCER en Colombia. Más allá de su naturaleza jurídica, estos instrumentos pueden entenderse como palancas de implementación, cuyo uso coordinado permite traducir diagnósticos técnicos en transformaciones concretas del sistema.

Entre los principales instrumentos se encuentran:

### a) Decretos del Gobierno Nacional, principalmente, del MME

Los decretos son normas jurídicas de tipo reglamentario (actos administrativos), que permiten **desarrollar la política pública sectorial, reglamentar leyes existentes y ajustar el marco general de funcionamiento del sector eléctrico.**

Los decretos tienen como finalidad desarrollar, complementar o ejecutar leyes o disposiciones específicas de la Constitución Política, son de obligatorio cumplimiento y se aplican de manera directa. Los tipos de decretos previstos en Colombia son: a) Decretos reglamentarios, que reglamentan leyes, decretos-ley o decretos legislativos y son proferidos por el Presidente de la República o las autoridades administrativas (en este caso, por ejemplo, el MME), de manera directa o por delegación;<sup>4</sup> b) decretos-ley, proferidos por el Presidente de la República en ejercicio de facultades extraordinarias otorgadas por el Congreso de la República, para que legisle sobre materias determinadas y por un periodo de tiempo específico;<sup>5</sup> y c) decretos legislativos, que son proferidos también por el Presidente de la República en el marco de la declaratoria de estados de excepción, y cuyo propósito es conjurar una perturbación grave o una amenaza al orden económico, social o ecológico del país.<sup>6</sup>

A través del mecanismo (acto administrativo) de los decretos, el MME puede expedir **lineamientos de política** pública que orienten la acción de las demás entidades del sector (v.g., la CREG y la UPME) y permitan alinear decisiones regulatorias, de planeación y de operación con objetivos estratégicos.

En ese sentido, desde una perspectiva de implementación de los cambios identificados como necesarios para acelerar la incorporación de proyectos de FNCER, su valor radica en que permiten:

- Establecer lineamientos vinculantes de política pública energética;

4 Su fuente es el Artículo 189 de la Constitución Política.

5 Su fuente es el Artículo 150.10 de la Constitución Política.

6 Su fuente son los Artículos 212, 213 y 215 de la Constitución Política.

- Alinear la acción de las entidades técnicas, adscritas o vinculadas; e
- Introducir ajustes de alcance general, de manera expedita.

En particular, los decretos pueden ser utilizados para generar **direccionamientos estratégicos explícitos** que orienten la acción regulatoria, de planeación y operativa del sector.

## b) Resoluciones de la CREG

Las resoluciones de la CREG constituyen el **principal instrumento para definir y ajustar el diseño del mercado eléctrico** y las condiciones bajo las cuales opera el sistema. A través de estas, la CREG no solo establece **reglas económicas**, sino también el marco regulatorio que rige la **operación del sistema**, incluyendo criterios técnicos, condiciones de despacho y esquemas de coordinación entre agentes.

En particular, mediante este instrumento normativo, la CREG puede:

- **Ajustar mecanismos de mercado y redefinir esquemas de remuneración**, incluyendo el Cargo por Confiabilidad (CxC), los dos segmentos del mercado de energía mayorista (MEM) (esto es, el de corto plazo -bolsa- y el de largo plazo -contratos-) y los servicios complementarios (SSCC).
- Modificar y alinear las señales económicas que enfrentan los agentes, pudiendo **crear incentivos** consistentes con los objetivos de eficiencia, seguridad energética e integración de FNCER.
- Establecer **condiciones de participación** en los distintos mercados y mecanismos, incluyendo la habilitación de nuevas tecnologías como recursos basados en inversores, compensadores síncronos, almacenamiento, respuesta de la demanda, entre otros.
- Definir el **marco regulatorio de la operación del sistema**, incorporando criterios para el despacho, la gestión de restricciones, la provisión de SSCC y la coordinación entre recursos, en función de las necesidades técnicas del sistema.
- Incorporar **requerimientos técnicos y operativos** que permitan adaptar el funcionamiento del sistema a escenarios con alta penetración de FNCER, incluyendo aspectos como flexibilidad, respuesta rápida, estabilidad, control de tensión y fortaleza de red.
- Establecer reglas que permitan **gestionar de manera eficiente restricciones operativas** del sistema (congestiones, limitaciones de red, condiciones de baja inercia o *system strength*), asegurando soluciones de mínimo costo sistémico.
- **Traducir en reglas operativas los cambios regulatorios adoptados** (y dar señales para que el Consejo Nacional de Operación haga lo propio), cerrando la brecha entre diseño de mercado y operación real del sistema.
- Definir **fórmulas tarifarias**, sus componentes y regular la remuneración de aquellos componentes regulados de las actividades del sector, lo que ilustra el nivel de incidencia estructural que tienen las resoluciones de la CREG sobre el funcionamiento del sistema eléctrico.

En la práctica, este instrumento normativo (las resoluciones de la CREG) representa el **canal más directo y efectivo para materializar cambios estructurales en el funcionamiento del sector**, en la medida en que permite incidir simultáneamente en las señales económicas, las condiciones de participación y las reglas de operación del sistema eléctrico.

## c) Instrumentos de planeación (UPME)

Los instrumentos de planeación de la UPME (incluyendo planes de expansión, documentos técnicos

y criterios de evaluación) constituyen una palanca central para orientar el desarrollo del sistema eléctrico.

Su relevancia para la implementación de los cambios identificados radica en que **permiten incidir en las decisiones de inversión del sector**, en la medida en que definen las señales técnicas y económicas que enfrentan los agentes. Sin embargo, para que esta incidencia sea efectiva, es indispensable que los instrumentos de planeación estén alineados con la acción regulatoria de la CREG: sin esa articulación, los escenarios definidos por la UPME difícilmente se traducirán en incentivos reales de inversión.

En este contexto, su uso debe evolucionar desde un enfoque predominantemente indicativo hacia un enfoque proactivo y estratégicamente orientado, que permita:

- **Definir trayectorias de expansión consistentes con el óptimo técnico-económico del sistema**, con base en estudios robustos que incorporen de manera explícita una mayor participación de FNCER, así como criterios de seguridad, eficiencia económica y sostenibilidad.
- **Orientar la localización y secuencia del desarrollo de proyectos**, mediante la identificación de zonas prioritarias de expansión (v.g., polos de desarrollo renovable) y su articulación anticipada con la expansión de la red de transmisión, evitando cuellos de botella y desalineamientos entre generación y red. En este frente, resulta especialmente relevante el ejercicio efectivo de las facultades de la UPME para **convocar y adjudicar proyectos de transmisión**, de manera que la expansión de la red no solo reactive capacidad represada sino que habilite proactivamente zonas de alto potencial renovable; asimismo, los criterios de asignación de capacidad de transporte pueden orientarse para favorecer tecnologías y localizaciones consistentes con los planes de expansión.
- **Traducir los resultados de la planeación en señales efectivas para el mercado**, mediante su articulación con instrumentos regulatorios, mecanismos de asignación y esquemas de contratación, de forma que los escenarios definidos no permanezcan como ejercicios analíticos, sino que incidan en decisiones reales de inversión.
- Ajustar los criterios de evaluación de proyectos y expansión en el marco de sus competencias de planeación, incorporando de manera explícita **atributos críticos para la operación del sistema** en escenarios de alta penetración de FNCER, tales como flexibilidad, capacidad de respuesta, estabilidad, fortaleza de red y provisión de SSCC.
- **Eliminar barreras implícitas derivadas de supuestos, metodologías o herramientas de modelación** que no reflejen adecuadamente la variabilidad, complementariedad y requerimientos operativos de las FNCER, fortaleciendo así la capacidad de la planeación para representar de manera realista el sistema futuro.

En este sentido, los instrumentos de planeación **no solo permiten proyectar la evolución del sistema, sino que constituyen un mecanismo clave para alinear política pública, regulación y mercado en torno a una trayectoria de expansión coherente y viable.**

Su fortalecimiento es, por tanto, una condición necesaria para evitar que el sistema reproduzca inercias tecnológicas y regulatorias que limiten la integración eficiente de FNCER.

#### **d) Conclusión de la sección**

En conjunto, los instrumentos normativos mencionados, disponibles para las diferentes autoridades del sector, según sus competencias, constituyen un marco de acción suficiente y de alta capacidad de incidencia para implementar la mayoría de los cambios requeridos para acelerar la integración de FNCER en el sistema eléctrico colombiano.

El desafío central no radica en la creación de nuevos instrumentos, sino en su **uso estratégico, oportuno y coordinado**, de manera que las decisiones de política pública, regulación, planeación y operación se traduzcan en señales claras y consistentes para el mercado.

En este contexto, si bien la transformación del sector exige ajustes regulatorios y de planeación relevantes, su materialización depende principalmente de la **acción y la articulación institucional**, a través de la expedición oportuna de actos administrativos por parte de las entidades competentes.

El reto, por tanto, es asegurar la adopción efectiva y articulada de estos cambios, alineando los instrumentos disponibles con una visión estratégica de largo plazo para el sistema eléctrico colombiano.



Foto: ©American Public Power Association - Unsplash



# 3

## Recomendaciones de implementación: estrategias por entidad

---

La implementación de los cambios identificados se estructura a partir de las **competencias actualmente asignadas a las principales autoridades del sector** (MME, CREG y UPME), con el objetivo de traducir dichas facultades en acciones concretas de implementación.

Para cada entidad, se identifican:

- i. sus competencias y facultades habilitantes, y
- ii. las acciones específicas que pueden ser adoptadas para impulsar los cambios requeridos.

Estas acciones se organizan en torno a las cinco (5) líneas estratégicas definidas en el documento previo, permitiendo vincular cada frente de transformación con responsables institucionales, instrumentos concretos y decisiones implementables.

### 3.1. Ministerio de Minas y Energía (MME)

 Línea estratégica 1: <b>Liberación y uso eficiente de la capacidad de transporte</b>				
	Cambio a implementar	Acción institucional concreta	Instrumento normativo	Competencias habilitantes (marco normativo)
1.1	Activación de un marco normativo integral para liberar y reasignar "capacidad de transporte ociosa"	Expedir lineamientos de política pública que establezcan un marco integral para la liberación, uso eficiente y reasignación de capacidad de transporte.	Decreto o resolución MME	<p>El MME cuenta con competencias claras y suficientes para impulsar ajustes orientados a la <b>liberación y uso eficiente de la capacidad de transporte</b>, sin requerir nuevas habilitaciones legales. En su rol de formulador y director de la política energética (Ley 489 de 1998; Decreto 381 de 2012), puede <b>establecer lineamientos vinculantes</b> que orienten a la regulación y a la planeación hacia criterios de eficiencia en la asignación y uso de la red. En particular, su función de planeación, coordinación y seguimiento del servicio público de electricidad (art. 2, Ley 143 de 1994) le permite <b>definir criterios sobre el uso eficiente de la infraestructura existente</b>, mientras que su competencia para <b>fixar los lineamientos de expansión del sistema y orientar el planeamiento de la transmisión</b> (art. 18, Ley 143 de 1994) le da una base directa para <b>priorizar proyectos y condicionar la asignación de capacidad conforme a necesidades del sistema</b>.</p> <p>Adicionalmente, la facultad de <b>establecer normas técnicas de conexión</b> (art. 29, Ley 143 de 1994) permite introducir <b>condiciones objetivas sobre acceso y permanencia en la red</b>.</p> <p>En conjunto, estas atribuciones habilitan al MME para expedir actos administrativos que <b>instruyan a la CREG y a la UPME a incorporar mecanismos</b> de liberación de capacidad ociosa, criterios de priorización de proyectos y reglas que desincentiven usos especulativos, alineando así la asignación de capacidad de transporte con el óptimo técnico-económico del sistema.</p>
1.2	Definición de criterios objetivos de uso eficiente de capacidad	Ordenar a la CREG definir criterios regulatorios claros, objetivos y verificables para identificar capacidad no utilizada, subutilizada o en riesgo de no materialización.	Decreto o resolución MME	
1.3	Creación de mecanismos efectivos de liberación de capacidad de transporte	Instruir a la CREG a establecer mecanismos obligatorios y ágiles de liberación de capacidad, incluyendo causales automáticas por incumplimiento de hitos (v.g., de curva S) y plazos no prorrogables.	Decreto o resolución MME	
1.4	Reducción de especulación en solicitudes de capacidad de transporte	Ordenar el fortalecimiento de requisitos de madurez de proyectos previos a la asignación (ambientales, financieros y técnicos).	Decreto o resolución MME	
1.5	Priorización estratégica en asignación de capacidad	Establecer lineamientos para que la CREG incorpore criterios de priorización basados en seguridad energética, eficiencia económica y expansión óptima (incluyendo enfoque nodal).	Decreto o resolución MME	
1.6	Integración entre planeación y asignación de capacidad de transporte	Instruir a la UPME a integrar información de capacidad asignada, utilizada y liberable en los procesos de planeación y expansión del sistema.	Decreto o resolución MME	

1.7	Transparencia en disponibilidad de capacidad	Ordenar a la UPME y CREG la creación de un sistema público, digital y actualizado de información sobre capacidad disponible, asignada y liberada.	Decreto o resolución MME
1.8	Reasignación ágil de capacidad liberada	Instruir a la CREG a habilitar ventanas extraordinarias de reasignación de capacidad durante el año.	Decreto o resolución MME



## Línea estratégica 2:

**Modernización del esquema de confiabilidad**

	Cambio a implementar	Acción institucional concreta	Instrumento normativo	Competencias habilitantes (marco normativo)
2.1	Transición hacia un enfoque de confiabilidad basado en portafolios y complementariedades	Definir lineamientos de política pública para migrar hacia esquemas de confiabilidad que permitan participación de portafolios de recursos, y reconozcan complementariedades.	Decreto o resolución MME	El MME cuenta con competencias amplias y directas para impulsar la <b>modernización del esquema de confiabilidad</b> , en la medida en que tiene a su cargo la formulación, dirección y coordinación de la política energética y la responsabilidad de <u>garantizar el abastecimiento del sistema en condiciones de seguridad, eficiencia y sostenibilidad</u> . En particular, su mandato de adoptar las medidas necesarias para <b>asegurar la confiabilidad del suministro eléctrico</b> (Ley 143 de 1994) le otorga un fundamento claro para <b>redefinir los lineamientos del esquema vigente</b> , incluyendo la transición hacia mecanismos que reflejen mejor la realidad de una matriz con alta participación de FNCER.
2.2	2.2. Evolución del esquema de confiabilidad más allá del CxC como instrumento único	Establecer lineamientos para avanzar gradualmente hacia esquemas alternativos, basados en una robusta y suficiente contratación de largo plazo.	Decreto o resolución MME	Esta competencia se refuerza con su función de <b>definir criterios para el aprovechamiento económico de las fuentes convencionales y no convencionales de energía</b> (art. 2, Ley 143 de 1994), lo que le permite orientar el diseño de los mecanismos de confiabilidad hacia enfoques más eficientes, como esquemas basados en portafolios de recursos, métricas complementarias a la ENFICC o señales que reconozcan la complementariedad entre tecnologías. En este contexto, el MME no solo puede, sino que debe, establecer lineamientos de política que <b>corrijan sesgos estructurales del esquema actual y promuevan una asignación más eficiente de los recursos destinados a garantizar la confiabilidad</b> .
2.3	2.3. Planeación de la confiabilidad basada en necesidades del sistema (no únicamente en energía, ni en activos individuales)	Ordenar a la CREG y a la UPME la adopción de un enfoque de confiabilidad basado en requerimientos completos del sistema (potencia firme, flexibilidad, etc.), así como la coordinación interinstitucional al respecto.	Decreto o resolución MME	Adicionalmente, su facultad de formular y adoptar la política en materia de generación, transmisión y uso eficiente de la energía (Decreto 381 de 2012) le permite <b>alinearse el esquema de confiabilidad con objetivos más amplios de transición energética, eficiencia económica y descarbonización</b> . Esto incluye, por ejemplo, la posibilidad de impulsar la incorporación de nuevos recursos (v.g., compensadores síncronos, demanda flexible), promover la reducción progresiva de la dependencia de activos térmicos ineficientes y <b>orientar el diseño de mecanismos de contratación de largo plazo como complemento o sustituto del esquema actual</b> .

2.4	2.4. Alineación entre planeación y regulación	Establecer lineamientos para fortalecer la articulación entre UPME y CREG en criterios, metodologías y resultados de confiabilidad.	Decreto o resolución MME	Finalmente, su rol transversal de <b>articulación institucional y de adopción de planes sectoriales</b> (Ley 489 de 1998; Decreto 381 de 2012) le permite asegurar la coherencia entre política, regulación y planeación, condición indispensable para materializar los cambios requeridos en el esquema de confiabilidad.
2.5	2.5. Diversidad tecnológica coherente con transición energética	Definir lineamientos para asegurar condiciones competitivas de participación de distintas tecnologías en el esquema de confiabilidad, sin perder de vista los objetivos de transición energética y recomposición/ expansión de la matriz de generación en línea con el óptimo técnico-económico <sup>7</sup> , facilitando así la diversificación de las tecnologías participantes en dicho esquema.	Decreto o resolución MME	En conjunto, estas facultades configuran un marco suficiente para que el MME lidere, desde la política pública, la evolución del esquema hacia un modelo más flexible, eficiente y alineado con la transformación estructural del sistema eléctrico colombiano.
2.6	2.6. Evaluación estructural del esquema de confiabilidad	Ordenar a la CREG la realización de estudios comparativos de mecanismos alternativos de aseguramiento de confiabilidad, priorizando el robustecimiento de la contratación a largo plazo.	Decreto o resolución MME	

7 Estudio técnico de Asociación Ivy, "IVY impulsa la transición energética de Colombia hacia un futuro sostenible con soluciones innovadoras y asesoría técnica", 24 de enero de 2025. Disponible en: <https://asociacionivy.org/index.php/2025/01/24/ivy-impulsa-la-transicion-energetica-de-colombia-hacia-un-futuro-sostenible-con-soluciones-innovadoras-y-asesoria-tecnica/>.



Línea estratégica 3:

### Compensadores síncronos y reconversión de activos térmicos

	Cambio a implementar	Acción institucional concreta	Instrumento normativo	Competencias habilitantes (marco normativo)
3.1	Reconversión de activos de generación termoeléctrica hacia funciones de soporte del sistema	Definir lineamientos de política para habilitar la reconversión de plantas de generación termoeléctrica (v.g., carboeléctricas que ya superaron su vida útil, o que no son lo suficientemente flexibles de acuerdo con los nuevos requerimientos del sistema) en compensadores síncronos, o potencialmente en otros activos de soporte.	Decreto o resolución MME	<p>El MME cuenta con competencias suficientes para impulsar la <b>incorporación de compensadores síncronos y la reconversión de activos térmicos (en compensadores síncronos)</b>, en la medida en que tiene a su cargo la definición de la política energética y la orientación del desarrollo tecnológico del sistema eléctrico bajo criterios de eficiencia, confiabilidad y sostenibilidad. En particular, su facultad de formular, adoptar y dirigir la política en materia de generación y operación del sistema (Decreto 381 de 2012), junto con su rol en la expedición de instrumentos normativos (Ley 489 de 1998), le permite establecer lineamientos claros para habilitar y promover la transformación de activos existentes hacia nuevas funciones que respondan a las necesidades de un sistema en transición.</p> <p>Este mandato se refuerza con los principios que rigen la prestación del servicio de electricidad, en especial los de <b>eficiencia y adaptabilidad</b> (art. 6, Ley 143 de 1994). El primero exige una asignación óptima de los recursos para garantizar el servicio al menor costo posible, lo que respalda la utilización de <u>infraestructura</u></p>

3.2	Integración de reconversión en la transición energética	Incorporar la reconversión de activos de generación termoeléctrica dentro de la política pública de transición energética, incluyendo consideraciones de transición justa.	Decreto o resolución MME	térmica existente (ya amortizada en muchos casos) para proveer servicios de estabilidad a menor costo que nuevas inversiones. El segundo impone la <b>incorporación de avances tecnológicos</b> que mejoren la calidad y eficiencia del sistema, lo que habilita explícitamente la adopción de soluciones como compensadores síncronos, tecnologías <i>grid-forming</i> o esquemas híbridos que respondan a los retos de un sistema con alta penetración de generación basada en inversores.
3.3	Señales de política para estabilidad del sistema	Establecer lineamientos para reconocer explícitamente la necesidad de atributos de estabilidad (inercia, tensión, fortaleza de red) en la regulación.	Decreto o resolución MME	En este contexto, el MME no solo puede, sino que debe, definir lineamientos de política que <b>reconozcan el valor estratégico de estos activos, habiliten su incorporación en el sistema y orienten su tratamiento regulatorio y económico</b> . Esto incluye, por ejemplo, la posibilidad de promover esquemas de reconversión de plantas térmicas, articular estas medidas con políticas de transición energética y transición justa, y asegurar que la evolución del sistema se realice de manera costo-eficiente y técnicamente robusta.
3.4	Evaluación costo-eficiente de soluciones de flexibilidad	Definir lineamientos para priorizar soluciones de menor costo sistémico (reconversión, hidroelectricidad -como gran batería y proveedora de flexibilidad-, compensadores síncronos) frente a alternativas más costosas (v.g., potencialmente el almacenamiento en la actualidad).	Decreto o resolución MME	En conjunto, estas competencias permiten al MME actuar como el <b>habilitador principal de este tipo de soluciones</b> , estableciendo el <b>marco de política necesario para que la regulación y la planeación incorporen de manera efectiva los compensadores síncronos</b> y la reconversión de activos térmicos como elementos centrales de la transición energética.
3.5	Articulación planeación–regulación	Ordenar a la UPME y a la CREG la incorporación de requerimientos de estabilidad del sistema en la planeación y regulación (respectivamente), de manera coordinada.	Decreto o resolución MME	



## Línea estratégica 4:

**Contratación de largo plazo y subastas para FNCER**

	Cambio a implementar	Acción institucional concreta	Instrumento normativo	Competencias habilitantes (marco normativo)
4.1	Adaptación de marco normativo a las características reales de los proyectos de FNCER	Actualizar el marco de política pública para habilitar mecanismos de contratación diferenciados para FNCER, con reglas claras, estables y orientadas a bancabilidad de los proyectos.	Decreto o resolución MME	El MME cuenta con competencias directas y explícitas para estructurar e impulsar <b>mecanismos de contratación de largo plazo orientados específica (y exclusivamente) a FNCER</b> , en la medida en que su rol combina la formulación de política pública, la reglamentación de instrumentos de mercado y la promoción activa de fuentes renovables. En particular, su función de formular, adoptar y coordinar la política en materia de generación, comercialización y desarrollo de fuentes no convencionales (Decreto 381 de 2012), junto con su <b>mandato de promover un desarrollo energético bajo en carbono y fomentar las FNCER</b> (Ley 1715 de 2014, arts. 6, 19, 20 y 22), lo habilitan para definir esquemas de contratación que materialicen estos objetivos en el mercado.

4.2	Implementación efectiva del mandato legal (Art. 296 Ley 1955)	Establecer explícitamente que los mecanismos de contratación de largo plazo estén dirigidos a FNCER, en cumplimiento del mandato legal contenido en el Artículo 296 Ley 1955 de 2019.	Decreto o resolución MME	<p>Esta competencia se concreta, de manera especialmente clara, en el <b>mandato contenido en el artículo 296 de la Ley 1955 de 2019</b>, que no solo establece la obligación de participación de FNCER mediante contratos de largo plazo, sino que asigna expresamente al Ministerio la <b>facultad de reglamentar su alcance, condiciones, mecanismos de asignación, seguimiento y control</b>. Esta disposición convierte al MME en el actor habilitado para diseñar y ajustar los mecanismos de subastas y contratación de largo plazo de energía proveniente de FNCER, incluyendo la definición de reglas de participación, productos contractuales y condiciones de cumplimiento.</p> <p>En este contexto, el MME no solo tiene la capacidad general de orientar la política sectorial, sino una habilitación normativa específica para intervenir directamente en el diseño de estos mecanismos. Esto le permite alinear los instrumentos de contratación con los objetivos de diversificación, resiliencia y descarbonización de la matriz, asegurando que las condiciones de mercado sean consistentes con la promoción efectiva de las FNCER y con la reducción de riesgos para la inversión.</p>
4.3	Fortalecimiento jurídico de objetivos regulatorios	Sustituir formulaciones aspiracionales por obligaciones vinculantes de incorporación de proyectos FNCER, e incorporar referencias a obligaciones legales ya existentes en torno a consideraciones ambientales y sociales, como soporte de la priorización de proyectos de FNCER.	Decreto o resolución MME	
4.4	Mitigación del riesgo de discrecionalidad en procesos de subastas	Definir criterios, parámetros y límites claros para pliegos y procedimiento de no objeción del MME.	Resolución MME	
4.5	Corrección de desalineación entre contratación y planeación	Establecer que la demanda objetivo que se defina en las subastas de contratación de largo plazo se base en insumos de la UPME y necesidades del sistema.	Resolución MME	
4.6	Incorporación y aplicación de señales locacionales	Definir lineamientos para incorporar diferenciación geográfica en mecanismos de contratación.	Resolución MME	
4.7	Adaptación de productos contractuales a las características de los proyectos de FNCER	Establecer lineamientos para el diseño de productos contractuales específicos para tecnologías FNCER.	Resolución MME	
4.8	Introducción de visión sistémica en la contratación de largo plazo	Definir lineamientos para incorporar criterios de complementariedad, operación y planificación en la asignación de contratos.	Resolución MME	
4.9	Reconocimiento de necesidad de estabilidad para inversión	Promover esquemas estables de contratación de largo plazo, incluyendo mecanismos innovadores (p. ej., sandboxes regulatorios)	Decreto o resolución MME	



## Línea estratégica 5:

**Ajustes al mercado de corto plazo y a las reglas de despacho**

	Cambio a implementar	Acción institucional concreta	Instrumento normativo	Competencias habilitantes (marco normativo)
5.1	Reglas de despacho alineadas con la naturaleza de costo variable de las FNCER	Definir lineamientos de política para que el despacho reconozca explícitamente el costo variable cercano a cero de las FNCER, su participación prioritaria (bajo condiciones de seguridad) y la consistencia con objetivos de política energética.	Decreto o resolución MME	El MME cuenta con competencias suficientes para <b>orientar y habilitar los ajustes al mercado de corto plazo y a las reglas de despacho</b> , en la medida en que su rol abarca la definición de política sectorial y la <b>coordinación integral del funcionamiento del sistema eléctrico</b> . En particular, su función de formular, adoptar y dirigir la política en materia de generación y operación del sistema (Decreto 381 de 2012), así como su responsabilidad general de regulación, planeación, coordinación y seguimiento del servicio público de electricidad (Ley 143 de 1994), le permite establecer los lineamientos bajo los cuales deben evolucionar las reglas de mercado y operación.
5.2	Internalización de costos reales y señales ambientales en el despacho	Establecer lineamientos para que los costos variables incorporen de manera consistente costos reales (combustibles, restricciones) y señales como el impuesto al carbono.	Decreto o resolución MME	Estas competencias se enmarcan en los principios rectores del servicio eléctrico, especialmente los de <b>eficiencia y adaptabilidad</b> (Ley 143 de 1994, art. 6), que obligan a asegurar una asignación eficiente de los recursos y a <b>incorporar cambios tecnológicos y operativos que mejoren el desempeño del sistema</b> . En el contexto del mercado de corto plazo (bolsa) y el despacho, esto implica la facultad de impulsar ajustes que reflejen adecuadamente la naturaleza de las distintas tecnologías, eliminen distorsiones en el orden de mérito y permitan una operación más flexible y eficiente.
5.3	Incorporación del valor sistémico del recurso hídrico en la operación	Definir lineamientos para que el uso del agua refleje su valor estratégico para flexibilidad, confiabilidad e integración de FNCER.	Decreto o resolución MME	Adicionalmente, el mandato de asegurar que la operación del sistema atienda la demanda de manera confiable, segura y económicamente eficiente (Ley 143 de 1994, art. 33) refuerza la capacidad del MME para <b>promover transformaciones en el diseño del mercado que alineen las señales económicas con las necesidades reales de operación</b> . En este sentido, el MME no interviene en el detalle operativo, pero sí puede definir el marco estratégico y de política dentro del cual deben ajustarse las reglas de despacho, habilitando reformas orientadas a integrar FNCER, mejorar la eficiencia del sistema y garantizar su confiabilidad.
5.4	Coordinación sistémica en la gestión del recurso hídrico	Establecer lineamientos para alinear operación hidráulica con el óptimo del sistema, incluyendo evaluación de esquemas centralizados o híbridos.	Decreto o resolución MME	
5.5	Integración obligatoria de pronósticos de FNCER en la operación	Instruir la adopción obligatoria de pronósticos en la programación y operación del sistema, con responsabilidades claras y estándares mínimos.	Decreto o resolución MME	
5.6	Reconocimiento del valor de la generación hidroeléctrica como activo de flexibilidad	Definir lineamientos para incorporar explícitamente atributos de flexibilidad, rampas y soporte dinámico en la operación del sistema.	Decreto o resolución MME	
5.7	Fortalecimiento de transparencia y control en operación hidráulica	Establecer lineamientos para mejorar trazabilidad, monitoreo y control de la información asociada al recurso hídrico.	Decreto o resolución MME	

## 3.2. Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)



Línea estratégica 1:

### Liberación y uso eficiente de la capacidad de transporte

	Cambio a implementar	Acción institucional concreta	Instrumento normativo	Competencias habilitantes (marco normativo)
1.1	Definición operativa de "capacidad ociosa"	Establecer criterios regulatorios para identificar capacidad no utilizada, subutilizada o en riesgo de no materialización	Resolución CREG (v.g., en forma de modificación, adición o sustitución de la Resolución 075 de 2021)	La CREG cuenta con un conjunto robusto de competencias legales que no solo le permiten, sino que la obligan, a <b>intervenir activamente en la liberación y uso eficiente de la capacidad de transporte</b> , a través del diseño de reglas claras, objetivas y económicamente eficientes para el acceso, uso y reasignación de dicha capacidad. En particular, su mandato de desarrollar el marco regulatorio que incentive la <b>expansión eficiente del sistema</b> (art. 18, Ley 143 de 1994) y de asegurar la disponibilidad de una oferta energética capaz de abastecer la demanda bajo criterios de eficiencia económica, confiabilidad y sostenibilidad (Leyes 142 y 143 de 1994), le otorga un fundamento directo para establecer criterios que eviten el acaparamiento o uso ineficiente de la capacidad de transporte ya asignada.
1.2	Liberación efectiva de capacidad	Incorporar causales automáticas y permanentes (no transitorias) de liberación por incumplimiento de hitos (v.g., de curva S) y obligaciones regulatorias, con procedimientos abreviados	Resolución CREG	En esa misma línea, la facultad de <b>definir condiciones de acceso y uso de las redes</b> (Decreto 1260 de 2013) le permite establecer reglas vinculantes sobre asignación, utilización, cesión, liberación y reasignación de capacidad, incluyendo la incorporación de mecanismos automáticos frente a incumplimientos, esquemas de uso compartido o figuras como la hibridación de proyectos. Estas competencias no se limitan a aspectos tarifarios, sino que <b>abarcan integralmente las condiciones técnicas y operativas</b> bajo las cuales los agentes pueden utilizar la infraestructura existente, lo que resulta central para corregir ineficiencias en la asignación de capacidad.
1.3	Mecanismos de desistimiento y renuncia	Incorporar de forma permanente (no transitoria) los mecanismos (transitorios) de renuncia voluntaria y desistimiento tácito desarrollados en regulación reciente	Resolución CREG	Adicionalmente, el mandato de <b>asegurar que la operación del sistema se realice de manera económica y conveniente para el país</b> (art. 33, Ley 143 de 1994) refuerza la necesidad de que la regulación elimine distorsiones que impidan el aprovechamiento pleno de la infraestructura disponible. Esto incluye, por ejemplo, la posibilidad de <b>priorizar proyectos</b> con mayor valor sistémico, incorporar criterios de madurez en la asignación o habilitar esquemas que permitan maximizar el uso efectivo de la capacidad ya existente
1.4	Uso compartido y flexible de capacidad	Modificar el marco regulatorio para permitir figuras como (i) el uso compartido de capacidad de transporte, siempre que sea con proyectos FNCER; (ii) la cesión flexible de capacidad a proyectos FNCER; y (iii) la asociación de múltiples proyectos (incluyendo FNCER), bajo ciertas causales, que respondan a los objetivos de política energética en torno a la transición y la incorporación de proyectos FNCER.	Resolución CREG	Finalmente, la legislación reciente en materia de transición energética también reconoce explícitamente el rol de la CREG en la <b>definición de condiciones para el uso compartido de activos de conexión</b> (art. 39, Ley 2099 de 2021), lo que evidencia que el legislador ha delegado en esta entidad la responsabilidad de habilitar esquemas más flexibles y eficientes de utilización de la red.

1.5	Hibridación de capacidad	Crear una figura regulatoria de “hibridación” de capacidad de transporte, específicamente para permitir la transición de proyectos de generación específicos hacia FNCER, con reglas claras de operación y control.	Resolución CREG	En conjunto, estas facultades configuran un marco suficiente para que la CREG <b>adopte los ajustes regulatorios necesarios para garantizar que la capacidad de transporte sea utilizada de manera eficiente, dinámica y alineada con las necesidades del sistema.</b>
1.6	Reconversión de proyectos hacia FNCER	Ajustar reglas de “renovación de instalaciones” (recambio tecnológico) y de cesión de capacidad de transporte para permitir la reconversión tecnológica de proyectos de generación específicos hacia FNCER, sin pérdida automática de su capacidad ya asignada para el proyecto original (incentivo).	Resolución CREG	
1.7	Priorización en asignación	Incorporar criterios para la priorización de proyectos estratégicos de generación con FNCER en la asignación de nueva capacidad de transporte, según criterios objetivos preestablecidos de transición, seguridad energética, eficiencia y planeación/expansión óptima.	Resolución CREG	
1.8	Reasignación dinámica	Establecer disposiciones que ordenen, a la UPME, implementar ventanas periódicas o extraordinarias de reasignación de capacidad de transporte liberada.	Resolución CREG	



## Línea estratégica 2:


**Modernización del esquema de confiabilidad**

	Cambio a implementar	Acción institucional concreta	Instrumento normativo	Competencias habilitantes (marco normativo)
2.1	Confiabilidad basada en portafolios	Ajustar el esquema de confiabilidad para permitir participación de portafolios de recursos y evaluación agregada de firmeza	Resolución CREG (modificación CxC)	La CREG cuenta con competencias directas y específicas para <b>rediseñar el esquema de confiabilidad</b> , en la medida en que el marco legal le asigna la responsabilidad de asegurar que el sistema <u>cuenta con una oferta energética suficiente, eficiente y capaz de atender la demanda en condiciones de calidad, seguridad y costo razonable.</u> En particular, su función de regular el funcionamiento del mercado mayorista y establecer el reglamento de operación del sistema (art. 74.1, Ley 142 de 1994) le otorga un control integral sobre los mecanismos a través de los cuales se remunera, asigna y verifica la confiabilidad, incluyendo el diseño del CxC, las OEF y los criterios de participación de los agentes.

2.2	Métricas complementarias a ENFICC	Incorporar indicadores adicionales (potencia firme, demanda neta, criterios probabilísticos) en confiabilidad y remuneración	Resolución CREG	Este mandato se complementa con la obligación explícita de <b>crear las condiciones para asegurar una oferta energética eficiente que incorpore capacidad de respaldo</b> (art. 23, Ley 143 de 1994), lo que constituye el fundamento normativo del esquema de confiabilidad y, al mismo tiempo, habilita su ajuste estructural. En ese contexto, la CREG tiene la facultad de <b>redefinir qué se entiende por “respaldo”</b> , cómo se mide (por ejemplo, mediante ajustes a la ENFICC o la incorporación de nuevas métricas) y cómo se remunera, incluyendo la posibilidad de transitar hacia esquemas que reconozcan portafolios de recursos, complementariedades tecnológicas o atributos específicos más allá de la energía firme.
2.3	Reforma metodológica de ENFICC	Adoptar metodologías probabilísticas, diferenciadas por tecnología, zona y perfil temporal	Resolución CREG	Adicionalmente, su competencia para <b>definir y hacer operativos los criterios técnicos de confiabilidad, calidad y seguridad del servicio</b> (art. 4, Decreto 1260 de 2013; art. 23, Ley 143 de 1994) le permite introducir ajustes en aspectos clave como los requisitos de elegibilidad, permanencia y desempeño de los activos que participan en el esquema, así como fortalecer los mecanismos de seguimiento, verificación y sanción frente a incumplimientos. Esto incluye, por ejemplo, la posibilidad de incorporar criterios asociados a eficiencia, emisiones, flexibilidad operativa o vida útil de los activos.
2.4	Señales eficientes de confiabilidad para FNCER	Ajustar reglas de asignación de OEF para reconocer complementariedades y aportes específicos de FNCER	Resolución CREG	Finalmente, el objetivo general de la regulación de <b>promover la eficiencia en el uso de los recursos energéticos y preservar condiciones de competencia</b> (art. 20, Ley 143 de 1994) refuerza la necesidad de corregir distorsiones del esquema actual, tales como la sobre-remuneración de capacidad ineficiente o la exclusión implícita de nuevas tecnologías.
2.5	Rediseño de subastas de confiabilidad	Diseñar subastas diferenciadas por tecnología o atributos, o basadas en capacidad efectiva	Resolución CREG	En conjunto, estas facultades no solo habilitan, sino que exigen a la CREG <b>liderar la modernización del esquema de confiabilidad</b> , alineándolo con las necesidades de un sistema en transición hacia una mayor participación de FNCER.
2.6	Reducción de dependencia de plantas térmicas ineficientes	Incorporar criterios de elegibilidad y permanencia basados en eficiencia, emisiones, flexibilidad y vida útil	Resolución CREG	
2.7	Penalidades efectivas por incumplimiento	Fortalecer el régimen sancionatorio asociado a OEF (suspensión de pagos, ejecución de garantías)	Resolución CREG	
2.8	Remuneración focalizada en confiabilidad efectiva	Ajustar el CxC para remunerar recursos que aporten en eventos críticos	Resolución CREG	
2.9	Incorporación de atributos técnicos (“energía + atributos”)	Incorporar remuneración de servicios como inercia, control de frecuencia, tensión, etc.	Resolución CREG	
2.10	Marco de servicios complementarios	Diseñar e implementar un esquema integral de servicios complementarios (SSCC) con remuneración específica	Resolución CREG	

2.11	Integración de recursos emergentes	Habilitar la participación plena de almacenamiento, demanda y otros recursos como proveedores de confiabilidad, en el entendido de que un esquema integral de SSCC con remuneración específica (como el sugerido en la fila anterior) constituye la condición habilitante para que estas tecnologías participen en condiciones de equidad tecnológica, siendo remuneradas por los servicios que efectivamente prestan al sistema.	Resolución CREG
2.12	Evaluación estructural del esquema	Desarrollar estudios comparativos de modelos alternativos de confiabilidad, teniendo en cuenta lecciones aprendidas de otros países de la región <sup>8</sup> .	Documento técnico / resolución

8 A este respecto, resulta relevante tomar como referencia el análisis de experiencias internacionales contenido en el Informe Final preparado para el BID por GME, denominado “Definición, dimensionamiento y remuneración de la necesidad de flexibilidad para el mercado nacional de Chile” (septiembre 2025), el cual muestra que los países con mayor penetración de energías renovables variables han debido desarrollar marcos regulatorios y de mercado específicos para habilitar la flexibilidad, incorporando mecanismos de remuneración explícita, incentivos de precio y esquemas de servicios complementarios que permiten movilizar recursos de corto, mediano y largo plazo.

 Línea estratégica 3: <b>Compensadores síncronos y reconversión de activos térmicos</b>				
	Cambio a implementar	Acción institucional concreta	Instrumento normativo	Competencias habilitantes (marco normativo)
3.1	Marco regulatorio de compensadores síncronos	Definir la naturaleza, rol y tratamiento regulatorio de los compensadores síncronos (v.g., como activo de red (UC de transmisión), servicio complementario, o esquema híbrido).	Resolución CREG	La CREG cuenta con competencias regulatorias suficientemente amplias para <b>habilitar la incorporación de compensadores síncronos</b> y la reconversión de activos térmicos en este tipo de infraestructura, en la medida en que su mandato incluye no solo la regulación de actividades existentes, sino también la <b>adaptación del mercado a nuevas necesidades tecnológicas y operativas del sistema</b> . En particular, su función de crear condiciones para asegurar una oferta energética eficiente y confiable
3.2	Reconversión de activos térmicos	Habilitar condiciones regulatorias para la reconversión de plantas termoeléctricas (v.g., obsoletas o inflexibles) en compensadores síncronos, incluyendo la potencial permanencia en esquemas de remuneración adquiridos, y/o la creación de otros incentivos regulatorios.	Resolución CREG	(Ley 143 de 1994, art. 23) y de definir y hacer operativos los criterios técnicos de calidad, confiabilidad y seguridad del servicio (Ley 143 de 1994, art. 23; Decreto 1260 de 2013) le <b>permite reconocer explícitamente el valor sistémico de activos que aportan estabilidad, inercia y soporte de red</b> , incluso cuando estos no encajan en esquemas tradicionales de generación (Ley 1955 de 2019, art. 290).  Adicionalmente, la facultad de desarrollar marcos regulatorios que incentiven la expansión eficiente del sistema (Ley 143 de 1994, art. 18) y de regular el funcionamiento del mercado mayorista (Ley 142 de 1994, art. 74.1) habilita a la CREG para ajustar esquemas de remuneración, <b>definir nuevos productos o servicios y alinear las señales económicas con las necesidades reales del sistema</b> .

3.3	Incorporación en el STN u otros segmentos	Permitir la inclusión de compensadores síncronos como activos del sistema de transmisión (v.g., como Unidades Constructivas, "UC") y su desarrollo por transmisores, si ello resulta conveniente. Alternativamente, explorar la conveniencia de incorporar estos activos como parte de otro segmento de la cadena del servicio público de electricidad.	Resolución CREG	<p>Esta capacidad se ve reforzada por la posibilidad expresa de <b>definir nuevas actividades o eslabones en la cadena del servicio y establecer su régimen regulatorio</b> (Ley 1955 de 2019, art. 290), lo que resulta directamente aplicable a figuras como los compensadores síncronos o esquemas de reconversión tecnológica de activos existentes.</p> <p>En este contexto, los principios de <b>eficiencia y adaptabilidad</b> que rigen la prestación del servicio (Ley 143 de 1994, art. 6) no solo habilitan sino que exigen la <b>evolución del marco regulatorio hacia soluciones que incorporen avances tecnológicos y permitan una asignación más eficiente de los recursos del sistema</b>. Así, la CREG no enfrenta restricciones de competencia para implementar estos cambios; por el contrario, su marco normativo le otorga herramientas explícitas para rediseñar el mercado de forma consistente con las nuevas necesidades de estabilidad y flexibilidad del sistema eléctrico.</p>
3.4	Remuneración de activos de estabilidad	Definir esquemas de remuneración (regulados, de mercado o híbridos) para activos que aportan estabilidad del sistema, tales como los compensadores síncronos.	Resolución CREG	
3.5	Reconocimiento de atributos sistémicos	Establecer señales regulatorias que valoren inercia, control de tensión, fortaleza de red y otros atributos técnicos.	Resolución CREG	
3.6	Integración con FNCER	Definir mecanismos para que proyectos FNCER incorporen y remuneren activos complementarios de estabilidad.	Resolución CREG	
3.7	Evaluación comparativa de soluciones	Exigir análisis costo-beneficio entre alternativas como compensadores síncronos, almacenamiento, hidroelectricidad (como proveedora de flexibilidad y almacenamiento) y reconversión.	Resolución CREG	
3.8	Mercado/ contratación de atributos de estabilidad	Diseñar mecanismos de asignación y remuneración explícita de atributos de estabilidad (v.g., contratación centralizada o mercado).	Resolución CREG	




## Línea estratégica 4:

**Contratación de largo plazo y subastas para FNCER**

	Cambio a implementar	Acción institucional concreta	Instrumento normativo	Competencias habilitantes (marco normativo)
4.1	Mitigación de incertidumbre de ingresos para proyectos de FNCER	Diseñar y promover la suscripción de contratos de suministro de largo plazo con esquemas de pago estables (precio fijo o mecanismos de diferencias) que reduzcan exposición al mercado spot para generadores con proyectos de FNCER.	Resolución CREG	La CREG dispone de competencias regulatorias amplias para diseñar, estructurar y ajustar los mecanismos de contratación de largo plazo y su integración en el mercado mayorista, en la medida en que su mandato incluye la regulación del funcionamiento del mercado eléctrico y la creación de condiciones que aseguren una oferta energética eficiente y competitiva.
4.2	Corregir rigidez contractual actual, incompatible con las características de los proyectos de FNCER	Diseñar productos contractuales adecuados para proyectos de FNCER, que reflejen adecuadamente sus atributos técnicos y económicos. En esa medida, habilitar contratos “pague lo generado” o “pague lo producido”, así como estructuras contractuales flexibles acordes con la variabilidad del recurso de que se trate (v.g., solar o eólico).	Resolución CREG	<p>En particular, su función de <b>desarrollar marcos regulatorios que incentiven la expansión de la capacidad de generación</b> (Ley 143 de 1994, art. 18) y de asegurar la disponibilidad de una oferta capaz de abastecer la demanda bajo criterios económicos, ambientales y de viabilidad financiera (Ley 143 de 1994, art. 23), le permite <b>diseñar esquemas contractuales que faciliten la entrada y financiación de proyectos FNCER</b>.</p> <p>Adicionalmente, la facultad de regular el funcionamiento del mercado mayorista y establecer el reglamento de operación (Ley 142 de 1994, art. 74.1; Ley 2099 de 2021, art. 47) habilita a la CREG para definir las condiciones bajo las cuales se celebran, ejecutan y liquidan los contratos de largo plazo, incluyendo aspectos como productos contractuales, asignación de riesgos, mecanismos de cumplimiento y su interacción con el mercado de corto plazo.</p>
4.3	Corregir la asignación ineficiente de riesgos	Incorporar mecanismos de mitigación de riesgos (fondos, garantías, cuentas de reserva) y equilibrar riesgos entre agentes, protegiendo adecuadamente la estabilidad y rentabilidad de los generadores con proyectos de FNCER.	Resolución CREG	En este sentido, la CREG no solo puede ajustar los instrumentos existentes (en particular, en el contexto del Artículo 296 de la Ley 1955 de 2019), sino también crear nuevos esquemas contractuales o modificar sus condiciones para hacerlos compatibles con las características de las FNCER, en línea con su mandato de promover la competencia, la eficiencia económica y la expansión del sistema.
4.4	Eliminación de requerimientos horarios bajo contratos, por ser incompatibles con proyectos de FNCER	Eliminar o flexibilizar obligaciones horarias rígidas y permitir esquemas basados en energía agregada.	Resolución CREG	Esto incluye la posibilidad de adaptar los productos de contratación (aunque sean voluntarios, salvo por el contexto del Artículo 296 de la Ley 1955 de 2019), redefinir señales económicas y eliminar barreras regulatorias que afecten la bancabilidad de los proyectos, asegurando coherencia entre el diseño del mercado y los objetivos de política pública.
4.5	Eliminar exposición a desbalances y precios spot	Diseñar contratos sobre volúmenes agregados (mensuales/anuales) que internalicen la variabilidad a nivel sistémico.	Resolución CREG	
4.6	Eliminación de incentivos a inversiones ineficientes (v.g., almacenamiento forzado)	Permitir esquemas contractuales que no obliguen implícitamente a incorporar almacenamiento.	Resolución CREG	

4.7	Superación de la falta de visión sistémica en los mecanismos de contratación de largo plazo	Incorporar criterios de complementariedad y gestión agregada del riesgo en diseño de contratos de largo plazo para proyectos de FNCER.	Resolución CREG
-----	---	--	-----------------

 Línea estratégica 5: <b>Ajustes al mercado de corto plazo y a las reglas de despacho</b>				
	Cambio a implementar	Acción institucional concreta	Instrumento normativo	Competencias habilitantes (marco normativo)
<b>DESPACHO Y SEÑALES ECONÓMICAS</b>				
5.1	Despacho consistente con costos variables de FNCER	Ajustar la regulación atinente a las reglas de despacho, para reconocer el costo variable cercano a cero de las FNCER, evitar restricciones injustificadas y garantizar prioridad bajo criterios de seguridad.	Resolución CREG	<p>La CREG es el <b>actor central para la implementación de ajustes al mercado de corto plazo y a las reglas de despacho</b>, en tanto cuenta con la competencia directa de definir el Reglamento de Operación y regular el funcionamiento del MEM. En particular, su facultad de establecer los principios, criterios y procedimientos para la planeación, coordinación y ejecución de la operación del sistema interconectado nacional (Ley 142 de 1994, art. 74.1; Ley 143 de 1994, art. 23; Ley 2099 de 2021, art. 47; Decreto 1260 de 2013) le otorga control sobre el diseño mismo del despacho, la formación de precios, la gestión de restricciones y la interacción entre agentes.</p> <p>Esta competencia es sustantiva: no se limita a aspectos administrativos, sino que le permite <b>redefinir las reglas bajo las cuales se asignan los recursos en el corto plazo</b>, incluyendo la incorporación de nuevas señales económicas, la integración de SSCC, el uso de pronósticos, los esquemas de redespacho y la participación de nuevas tecnologías. Además, el carácter no vinculante de los conceptos emitidos por otras instancias, como la Superintendencia de Industria y Comercio -SIC- (Ley 1340 de 2009, art. 7; Consejo de Estado) refuerza su autonomía normativa para introducir estos ajustes con base en criterios técnicos y regulatorios.</p>
5.2	Formación eficiente de costos variables	Ajustar metodologías de costos para incorporar costos reales de la generación basada en combustibles fósiles, tales como combustibles, restricciones e impuestos al carbono, y perseguir evitar así (como objetivo regulatorio explícito) distorsiones en el orden de mérito.	Resolución CREG	<p>Por otra parte, su mandato de asegurar una oferta energética eficiente y de definir criterios de calidad, confiabilidad y seguridad (Ley 143 de 1994, art. 23; Decreto 1260 de 2013) habilita a la CREG para <b>evolucionar el despacho desde un enfoque centrado exclusivamente en costos energéticos hacia esquemas que incorporen atributos de flexibilidad, estabilidad y operación segura</b>.</p> <p>En línea con el objetivo de que la operación del sistema utilice los recursos disponibles de forma económica y conveniente para el país (Ley 143 de 1994, art. 33), la CREG tiene plena competencia para rediseñar el mercado de corto plazo de manera consistente con un sistema con alta penetración de FNCER, sin requerir competencias adicionales.</p>

<b>RECURSO HÍDRICO Y OPTIMIZACIÓN SISTÉMICA</b>				
5.3	Optimización sistémica del uso del agua	Ajustar las reglas aplicables al despacho para reflejar el valor intertemporal del agua e incorporar señales sistémicas, que impidan o reduzcan comportamientos estratégicos que persigan beneficios individuales.	Resolución CREG	Ídem.
5.4	Coordinación centralizada o híbrida del recurso hídrico	Evaluar e implementar mecanismos que alineen decisiones individuales de los generadores hidroeléctricos con el óptimo del sistema.	Resolución CREG	
5.5	Reducción de comportamientos estratégicos en operación hidráulica	Fortalecer reglas de verificación, trazabilidad, auditoría y consistencia entre ofertas y operación de las plantas de generación hidroeléctrica.	Resolución CREG	
5.6	Implementación de coordinación centralizada del despacho hidráulico	Establecer esquema donde el operador optimice uso de embalses con criterios de costo, confiabilidad y restricciones hidrológicas.	Resolución CREG	
<b>PRONÓSTICOS, DESPACHO INTRADIARIO Y FLEXIBILIDAD</b>				
5.7	Integración obligatoria de pronósticos en operación del sistema	Establecer requisitos regulatorios para el uso obligatorio de pronósticos con estándares de calidad, trazabilidad y responsabilidades.	Resolución CREG	Ídem.
5.8	Despacho intradiario y ajuste en tiempo cercano al real	Implementar esquemas de redespacho intradiario para gestionar desviaciones y variabilidad.	Resolución CREG	
<b>VERTIMIENTOS Y GESTIÓN DE EXCEDENTES</b>				
5.9	Gestión transparente y eficiente de vertimientos	Definir reglas objetivas, no discriminatorias, trazables y basadas en mínimo costo sistémico para restricciones y vertimientos.	Resolución CREG	Ídem.
<b>DESVIACIONES Y TRATAMIENTO A FNCER</b>				
5.10	Esquema transitorio para manejo de desviaciones en FNCER	Establecer período de adaptación sin cobro de desviaciones a proyectos de FNCER al inicio de su operación (período específico, determinado en función de previo análisis juicioso).	Resolución CREG	Ídem.
5.11	Ajuste progresivo de modelos de pronóstico	Implementar esquemas transitorios para mejorar pronósticos antes de aplicar plenamente penalidades por desviaciones.	Resolución CREG	
5.12	Mitigación de riesgos financieros por desviaciones	Permitir mecanismos alternativos (AGC proporcional, pagos por SSCC) para cubrir desviaciones de proyectos de FNCER.	Resolución CREG	

<b>SERVICIOS COMPLEMENTARIOS Y MERCADO DE BALANCE</b>				
5.13	Diseño granular y tecnológicamente neutral de SSCC	Crear productos diferenciados (ascendente/descendente, frecuencia, tensión, rampas) con requisitos por servicio.	Resolución CREG	Ídem.
5.14	Mercado de balance transparente y eficiente	Rediseñar la regulación sobre AGC y mercados de balance (precios, asignación, activación, liquidación).	Resolución CREG	
5.15	Remuneración explícita de costos reales del AGC	Evaluar cambio estructural en traslado de costos para hacerlos explícitos.	Resolución CREG	
5.16	Requisitos técnicos abiertos y basados en evidencia	Establecer procesos periódicos, transparentes y técnicos para definir requisitos de SSCC.	Resolución CREG	
5.17	Eliminación de barreras a nuevas tecnologías en SSCC	Ajustar requisitos regulatorios para permitir participación de IBR, almacenamiento y demanda flexible.	Resolución CREG	
<b>EVOLUCIÓN DEL DESPACHO Y CO-OPTIMIZACIÓN</b>				
5.18	Despacho que incorpore atributos de confiabilidad y flexibilidad	Ajustar reglas que regulan el modelo de despacho para incluir rampas, frecuencia, tensión y co-optimizar energía y SSCC.	Resolución CREG	Ídem.
<b>IBR, CÓDIGO DE REDES Y EVOLUCIÓN REGULATORIA</b>				
5.19	Marco técnico actualizado para IBR	Actualizar el Código de Redes para introducir requisitos de frecuencia, tensión, fault ride-through y grid-forming.	Resolución CREG	Ídem.
5.20	Implementación progresiva según penetración renovable	Definir esquemas escalonados de requisitos técnicos según niveles de penetración de FNCER al sistema.	Resolución CREG	
5.21	Señales para tecnologías grid-forming	Definir criterios de adopción de estas tecnologías grid-forming en nodos críticos de la red, con requisitos verificables.	Resolución CREG	
5.22	Regulación dinámica y adaptable	Establecer revisiones periódicas del marco técnico-regulatorio (2–3 años).	Resolución CREG	
5.23	Regulación de frecuencia para IBR	Exigir provisión equivalente a regulación primaria con parámetros verificables.	Resolución CREG	
5.24	Preservación de fortaleza de red	Incorporar principio de no degradación y requisitos avanzados de modelación.	Resolución CREG	

### 3.3. Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME)



Línea estratégica 1:

#### Liberación y uso eficiente de la capacidad de transporte

	Cambio a implementar	Acción institucional concreta	Instrumento normativo	Competencias habilitantes (marco normativo)
1.1	Integración de información clave sobre capacidad de transporte (incluyendo liberada) en ejercicios de planeación	Incorporar información actualizada de capacidad de transporte asignada, utilizada, liberada y liberable en los modelos y ejercicios de expansión del sistema, tanto de generación como de transmisión.	Documento técnico / actualización planes de expansión	La UPME cuenta con competencias claras para incidir directamente en la <b>liberación y uso eficiente de la capacidad de transporte</b> , no desde la regulación, sino desde la definición de las necesidades del sistema y la orientación técnica de su expansión. Su mandato central de establecer los requerimientos energéticos del país y definir la manera óptima de satisfacerlos (art. 16, Ley 143 de 1994), aunada a su rol como autoridad que aprueba o rechaza las solicitudes de capacidad de
1.2	Planeación de la expansión de la transmisión basada en capacidad de transporte disponible real	Ajustar los planes de expansión del STN y STR considerando capacidad liberada o potencialmente liberable.	Planes de expansión	transporte, le permite identificar, con base en criterios económicos, técnicos y ambientales, <u>cuándo la capacidad de transporte existente está siendo subutilizada, mal asignada o no responde a las necesidades reales del sistema.</u>  En esa misma línea, la responsabilidad de elaborar y actualizar los planes de expansión del sistema (arts. 16 y 17, Ley 143 de 1994) y de asegurar que estos respondan a criterios de eficiencia en el uso de los recursos energéticos (art. 12, Ley 143 de 1994), le otorga una base sólida para <b>incorporar, dentro de sus ejercicios de planeación, análisis explícitos sobre capacidad disponible, utilizada y potencialmente liberable</b> , así como para traducir estos diagnósticos en señales concretas que orienten decisiones regulatorias y de inversión. Esto incluye, por ejemplo, la identificación de nodos críticos, la <b>priorización de proyectos con mayor valor sistémico y la (mejor) articulación entre expansión de generación y transmisión.</b>
1.3	Transparencia de información	Diseñar y operar un sistema público de información sobre capacidad de transporte por nodo y nivel de tensión	Plataforma / sistema de información	Adicionalmente, la facultad de <b>emitir conceptos sobre la viabilidad de conexiones (capacidad de transporte)</b> al Sistema Interconectado Nacional -SIN- (art. 4 y art. 16, Decreto 2121 de 2023) posiciona a la UPME como un actor clave en la <b>gestión técnica de la capacidad de transporte</b> , en la medida en que participa directamente en la evaluación de nuevas solicitudes de conexión y puede, en ese contexto, aplicar criterios de eficiencia, madurez de proyectos y uso óptimo de la infraestructura existente, siempre y cuando estos estén soportados, por supuesto, en lineamientos expedidos por el MME o regulación expedida por la CREG.
1.4	Soporte a decisiones de política pública y regulatorias en materia de capacidad de transporte, su asignación, liberación, cesión, etc.	Proveer insumos técnicos al MME y a la CREG para que puedan fijar adecuadamente los criterios de priorización de proyectos para efectos de asignación eficiente de capacidad.	Documentos técnicos	Finalmente, su rol de <b>realizar diagnósticos sectoriales, evaluar alternativas de desarrollo energético y recomendar políticas al MME</b> (art. 16, Ley 143 de 1994; Decreto 2121 de 2023) refuerza la capacidad de la UPME para cerrar brechas entre la planeación y la implementación, asegurando que la información sobre capacidad de transporte, incluyendo aquella que puede ser liberada o reasignada, se <b>integre de manera sistemática en la toma de decisiones del sector.</b> En conjunto, estas competencias permiten a la UPME no solo identificar ineficiencias en el uso de la red, sino también activar, desde la planeación, las <b>condiciones necesarias para su corrección.</b>



## Línea estratégica 2:

**Modernización del esquema de confiabilidad**

	Cambio a implementar	Acción institucional concreta	Instrumento normativo	Competencias habilitantes (marco normativo)
2.1	Planeación basada en demanda neta y variabilidad	Incorporar, en modelos de planeación de la expansión de generación, la variabilidad de las FNCER, la demanda neta y los escenarios de estrés.	Documentos de planeación	La UPME tiene un rol estructural en la <b>modernización del esquema de confiabilidad</b> , en la medida en que es la entidad encargada de definir, desde la planeación, qué significa “ <b>confiabilidad</b> ” en términos de necesidades reales del sistema y cómo estas deben ser <b>satisfechas de manera eficiente</b> . Su mandato de establecer los requerimientos energéticos del país y <b>determinar la forma óptima de atenderlos</b> (art. 16, Ley 143 de 1994) le permite incorporar, dentro de sus análisis, no solo balances de energía, sino también
2.2	Definición de requerimientos de confiabilidad del sistema y de las zonas	Identificar necesidades explícitas del sistema como un todo (potencia firme, flexibilidad, etc.), incluyendo también mediciones y determinaciones por zona o condición operativa.	Planes de expansión	necesidades de respaldo, flexibilidad, capacidad firme y otros atributos críticos que deben ser reconocidos por los mecanismos regulatorios.  En particular, la obligación de elaborar y actualizar los planes de expansión del sistema (arts. 16 y 17, Ley 143 de 1994), bajo criterios de <b>confiabilidad</b> , seguridad y uso eficiente de los recursos (art. 12, Ley 143 de 1994), posiciona a la UPME como el <b>referente técnico para definir los requerimientos de confiabilidad</b> que posteriormente deben ser internalizados por la regulación. Esto incluye la posibilidad de <b>transitar desde un enfoque centrado en activos individuales hacia uno basado en necesidades del sistema</b> , incorporando variables como demanda neta, variabilidad de las FNCER, escenarios de estrés y complementariedades entre recursos.
2.3	Integración de portafolios de recursos en planeación	Incorporar, en los ejercicios de planeación de la expansión de generación, la evaluación de soluciones basadas en portafolios (FNCER, compensadores síncronos, almacenamiento, demanda).	Documentos técnicos	Adicionalmente, la normativa asigna a la UPME un rol explícito en la <b>definición de los criterios con base en los cuales se valora la capacidad de respaldo en el sistema</b> (art. 23, Ley 143 de 1994), lo que refuerza su incidencia directa en el diseño del esquema de confiabilidad. En la práctica, esto le permite orientar metodologías como la ENFICC, proponer métricas complementarias y asegurar que la evaluación de la firmeza refleje adecuadamente las condiciones técnicas y operativas del sistema.
2.4	Alineación con regulación	Proveer insumos técnicos al MME y especialmente a la CREG para el diseño de nuevos mecanismos de confiabilidad y sus respectivos mecanismos competitivos, de considerarse convenientes (v.g., subastas o convocatorias).	Documentos técnicos	Finalmente, sus funciones de análisis económico, <b>evaluación de alternativas tecnológicas y recomendación de políticas</b> (art. 16, Ley 143 de 1994; Decreto 2121 de 2023), junto con sus responsabilidades en materia de promoción de FNCER (Ley 1715 de 2014), le permiten cerrar la brecha entre planeación y regulación, asegurando que los mecanismos de confiabilidad evolucionen en coherencia con la expansión óptima del sistema. En conjunto, estas competencias habilitan a la UPME para redefinir, desde la planeación, los fundamentos técnicos sobre los cuales debe construirse un esquema de confiabilidad más eficiente, flexible y alineado con la transición energética.
2.5	Actualización de parámetros de confiabilidad	Generar información técnica para que la CREG pueda adelantar la actualización periódica de parámetros de confiabilidad (ENFICC y/u otros).	Estudios técnicos	



## Línea estratégica 3:

**Compensadores síncronos y reconversión de activos térmicos**

	Cambio a implementar	Acción institucional concreta	Instrumento normativo	Competencias habilitantes (marco normativo)
3.1	Identificación de necesidades de estabilidad del sistema	Incorporar, en los ejercicios de planeación de la expansión (tanto de generación como de transmisión), análisis de estabilidad angular, tensión y cortocircuito, para identificar tempranamente necesidades de estabilidad que puedan ser satisfechas con tecnologías como los compensadores síncronos.	Estudios y planes de expansión	La UPME dispone de competencias que le permiten <b>identificar, justificar y estructurar técnicamente la incorporación de compensadores síncronos</b> y la reconversión de activos térmicos como parte de una expansión eficiente del sistema. Su mandato de establecer los requerimientos energéticos del país y definir la forma de satisfacerlos, considerando tanto recursos convencionales como no convencionales
3.2	Identificación de zonas críticas del sistema y la red	Determinar nodos o regiones donde se requieren compensadores síncronos u otras soluciones.	Planes de expansión	<p>bajo criterios económicos, técnicos, sociales y ambientales (Ley 143 de 1994, art. 16), le permite <b>evaluar estas soluciones no como casos aislados, sino como parte de una estrategia integral de adecuación del sistema a nuevos requerimientos operativos.</b></p> <p>En particular, su responsabilidad de elaborar y actualizar el Plan Energético Nacional y el Plan de Expansión del sector eléctrico (Ley 143 de 1994, art. 16 y art. 17) le otorga un rol central en la <u>identificación de necesidades de flexibilidad, estabilidad y fortaleza de red, así como en la definición de portafolios de inversión que incluyan tecnologías o soluciones no tradicionales cuando estas resulten óptimas desde una perspectiva sistémica.</u></p> <p>Esto se complementa con el mandato de asegurar que la <b>expansión del sistema sea flexible y se adapte a cambios tecnológicos y operativos</b> (Ley 143 de 1994, art. 12), lo que resulta particularmente relevante en contextos de alta penetración de FNCER.</p>
3.3	Traducción a señales de inversión	Incorporar requerimientos de estabilidad en convocatorias y procesos de expansión del sistema.	Planes de expansión / convocatorias	Adicionalmente, su función de <b>evaluar la conveniencia económica y social</b> de distintas alternativas tecnológicas y de realizar diagnósticos sectoriales (Ley 143 de 1994, art. 16; Decreto 2121 de 2023) le permite sustentar técnicamente decisiones como la reconversión de activos existentes o la incorporación de equipos especializados para soporte de red. En este sentido, la UPME actúa como un habilitador técnico de estos cambios: no los implementa directamente, pero sí define las condiciones bajo las cuales se vuelven necesarios, eficientes y consistentes con la evolución del sistema, proporcionando el sustento que luego se traduce en decisiones regulatorias y de política pública.
3.4	Evaluación comparativa de alternativas	Analizar comparativamente soluciones de flexibilidad (compensadores síncronos, hidroelectricidad, reconversión a compensadores, almacenamiento).	Estudios técnicos / Recomendaciones al MME	

3.5	Articulación con la regulación	Proveer insumos técnicos a la CREG para el diseño de mecanismos de incorporación, asignación de responsabilidades y remuneración de compensadores síncronos y activos similares, que provean servicios de estabilidad y flexibilidad a la red.	Documentos técnicos / Recomendaciones al MME y a la CREG
-----	--------------------------------	--	--




Línea estratégica 4:

### Contratación de largo plazo y subastas para FNCER

	Cambio a implementar	Acción institucional concreta	Instrumento normativo	Competencias habilitantes (marco normativo)
4.1	Corrección de la actual falta de articulación entre los mecanismos de contratación de largo plazo administrados por el MME (v.g., para FNCER) y la planeación	Entregar oportunamente al MME, y asegurar que este cuente permanentemente con, toda la información de planeación relevante para estructurar y direccionar adecuadamente los mecanismos de contratación de largo plazo, incluyendo la definición de la demanda objetivo de contratación, con base en necesidades reales y actuales del sistema, y/o de regiones o nodos específicos.	Planes de expansión / documentos técnicos	La UPME cuenta con competencias que le permiten fundamentar y orientar técnicamente los mecanismos de contratación de largo plazo, asegurando su coherencia con las necesidades de expansión del sistema y con el óptimo técnico-económico de largo plazo. En particular, su mandato de establecer los requerimientos energéticos del país y definir las alternativas para satisfacerlos, considerando recursos convencionales y no convencionales (Ley 143 de 1994, art. 16), le permite identificar la necesidad de incorporar FNCER a través de señales estables de contratación.
4.2	Corrección de la actual ausencia de vínculo entre los mecanismos de contratación de largo plazo y la planeación de la generación	Proveer insumos técnicos completos y oportunos, tanto al MME como a la CREG, para orientar mecanismos de contratación hacia diversificación y seguridad de abastecimiento, en línea con los estudios de expansión óptima.	Planes de expansión / Recomendaciones de política al MME	Asimismo, su función de elaborar y actualizar el Plan Energético Nacional y el Plan de Expansión del sector eléctrico (Ley 143 de 1994, arts. 16 y 17) la posiciona como el actor encargado de <b>definir (y priorizar) las trayectorias de expansión</b> y, por tanto, de proveer insumos clave, tanto al MME como a la CREG, para determinar volúmenes objetivo, horizontes temporales y señales tecnológicas que deben reflejarse en los mecanismos de contratación. Esto incluye la evaluación de la conveniencia económica y social de las FNCER y la formulación de recomendaciones de política al MME (Ley 143 de 1994, art. 16; Decreto 2121 de 2023).
4.3	Corrección de la actual falta de señales locacionales	Identificar zonas óptimas para el desarrollo de proyectos de generación basados en FNCER, considerando recursos y capacidad de la red.	Planes de expansión / Recomendaciones de política al MME	En este contexto, aunque la UPME no diseña directamente los mecanismos de mercado, sí cumple un rol habilitador fundamental: provee el sustento técnico que permite <b>estructurar procesos de contratación alineados con la planeación del sistema</b> , evitando desarticulaciones entre expansión, localización de proyectos y señales de mercado. Su capacidad de integrar criterios económicos, técnicos, ambientales y de seguridad energética la convierte en un actor clave para asegurar que los esquemas de contratación de largo plazo contribuyan efectivamente a una expansión ordenada, eficiente y diversificada del sistema eléctrico.

4.4	Corrección de la actual falta de una visión sistémica en contratación	Incorporar criterios de complementariedad tecnológica y regional en insumos de planeación para subastas.	Recomendaciones de política al MME
-----	---	--	------------------------------------



Línea estratégica 5:

### Ajustes al mercado de corto plazo y a las reglas de despacho

	Cambio a implementar	Acción institucional concreta	Instrumento normativo	Competencias habilitantes (marco normativo)
5.1	Incorporación del valor del recurso hídrico en la planeación de la expansión de la generación	Integrar análisis del valor intertemporal del agua en estudios de expansión y operación, y suministrar la información relevante tanto al MME como a la CREG, para alimentar con ello la política pública y la regulación.	Estudios técnicos	La UPME, aunque no define directamente las reglas de despacho, cuenta con competencias clave para <b>fundamentar técnicamente su ajuste y asegurar su coherencia con la evolución del sistema eléctrico</b> (incluyendo escenarios y trayectorias priorizadas, en ejercicio de una planeación más proactiva).
5.2	Integración de pronósticos en planeación operativa	Desarrollar insumos técnicos para la incorporación de pronósticos en los planes proactivos de operación y expansión de la generación y la transmisión.	Estudios técnicos	<p>En particular, su mandato de establecer los requerimientos energéticos del país y definir las alternativas para satisfacerlos (Ley 143 de 1994, art. 16) le puede permitir identificar cómo la creciente participación de FNCER y de recursos variables modifica las necesidades de operación en el corto plazo, incluyendo requerimientos de flexibilidad, respaldo y servicios complementarios.</p> <p>Asimismo, su función de elaborar y actualizar los planes de expansión y de realizar diagnósticos sectoriales (Ley 143 de 1994, art. 16) le permite incorporar, en la planeación, los posibles impactos operativos de distintas configuraciones tecnológicas, generando insumos técnicos que pueden evidenciar la necesidad de ajustar el despacho y el mercado de corto plazo. Esto es particularmente relevante para asegurar que las decisiones regulatorias (v.g., de la CREG) se basen en <b>una visión consistente entre expansión y operación</b>.</p>
5.3	Identificación de necesidades de flexibilidad	Incorporar requerimientos de flexibilidad derivados de FNCER en modelos del sistema.	Estudios técnicos	En este contexto, el mandato de que la operación del sistema atienda la demanda de manera confiable, segura y económicamente eficiente (Ley 143 de 1994, art. 33) se articula con el rol de la UPME como <b>generador de evidencia técnica sobre cómo lograr ese objetivo en escenarios de alta penetración renovable</b> . Así, la UPME puede (y debe) actuar como soporte técnico de los cambios regulatorios: si bien no define las reglas (esto corresponde, principalmente, a la CREG), sí provee los <b>análisis, escenarios y criterios</b> que permiten a la política pública y a la regulación ajustar el mercado de corto plazo y el despacho, de manera consistente con las necesidades futuras del sistema.

Foto: © Lorna Pauli - Pexels



# 4

## Canales de implementación de las reformas

---

La implementación de las recomendaciones planteadas en este documento puede materializarse a través de **dos canales complementarios**, cuyo entendimiento permite priorizar acciones y enfocar los esfuerzos institucionales en aquellos mecanismos con mayor capacidad de ejecución en el corto y mediano plazo.

## 4.1. Canal legislativo (ventanas de oportunidad específicas)

Este canal comprende la adopción de reformas mediante instrumentos de rango legal, incluyendo la ley del *Plan Nacional de Desarrollo* (PND) y leyes sectoriales.

Se trata de un mecanismo de alto impacto, adecuado para introducir ajustes estructurales, redefinir mandatos institucionales o habilitar cambios que exceden las competencias actuales de las entidades.

No obstante, su uso está condicionado por ventanas de oportunidad limitadas, asociadas a ciclos políticos y legislativos, así como a procesos de discusión extensos e inciertos. En este sentido, si bien puede ser relevante para habilitar ciertos cambios puntuales, no constituye el vehículo principal para la implementación de la mayoría de las recomendaciones aquí planteadas.

## 4.2. Canal regulatorio y administrativo (canal principal de implementación)

El canal regulatorio y administrativo constituye el mecanismo central para la implementación de las recomendaciones, al permitir la adopción de ajustes de manera continua, técnica y focalizada.

Para recapitular, este canal incluye, entre otros, los siguientes instrumentos, ya mencionados previamente:

- Decretos del Gobierno Nacional, incluyendo el MME, reglamentando normas de superior jerarquía (leyes de la República);
- Decretos del MME que establezcan lineamientos de política pública energética;
- Resoluciones de la CREG;
- Instrumentos de planeación de la UPME; y
- Reglas y criterios de operación del sistema (XM).

A través de estos instrumentos, las entidades del sector pueden introducir modificaciones sustantivas en el marco regulatorio, el diseño del mercado y los procesos de planeación, sin requerir cambios legales.

En este contexto, la implementación efectiva de las recomendaciones depende principalmente de la activación oportuna, consistente y coordinada de este canal, mediante el ejercicio estratégico de las competencias ya existentes e igualmente mencionadas previamente. Es en este ámbito donde se definen, en la práctica, las condiciones de funcionamiento del sistema eléctrico y donde pueden materializarse las transformaciones requeridas en el corto y mediano plazo.

Foto: © Mark Merner - Unsplash



# 5

## Coordinación institucional

---

La implementación efectiva de las recomendaciones requiere una articulación estrecha entre las entidades del sector, en la medida en que las decisiones de política, regulación, planeación y operación son interdependientes y se refuerzan mutuamente.

En particular, resulta crítico asegurar la alineación entre el MME, la CREG, la UPME y XM, de forma que:

- los lineamientos de política pública orienten de manera clara las decisiones regulatorias;
- la **planeación y la regulación se desarrollen de manera coordinada e iterativa**: la planeación identifica las necesidades de expansión y define trayectorias óptimas, mientras que la regulación traduce esos objetivos en señales económicas y operativas que los habilitan; a su vez, los resultados regulatorios retroalimentan y ajustan los ejercicios de planeación;
- la operación refleje de manera efectiva estas definiciones en el funcionamiento diario del mercado; y
- los resultados operativos retroalimenten tanto la regulación como la planeación, permitiendo ajustes oportunos ante condiciones cambiantes del sistema.

Más que la creación de nuevas instancias formales, el desafío radica en fortalecer la coordinación técnica sobre agendas concretas de implementación. Para ello, se recomienda:

- i. utilizar y, de ser necesario, activar instancias existentes de articulación interinstitucional;
- ii. estructurar **hojas de ruta compartidas por línea estratégica**, con **responsables y secuencias** claras de actuación;
- iii. establecer mecanismos de **seguimiento periódico** sobre avances regulatorios, de planeación y operativos;
- iv. asegurar la **retroalimentación continua** entre operación (XM), regulación (CREG), planeación (UPME) y política (MME), especialmente en temas de alta complejidad técnica.

Una coordinación efectiva permite no solo mejorar la consistencia de las decisiones, sino también reducir tiempos de implementación, evitar señales contradictorias al mercado y maximizar el impacto de los instrumentos disponibles.

## 6. Reflexión final

El análisis desarrollado a lo largo de este documento muestra que la mayoría de los cambios requeridos para facilitar la integración de FNCER en el sistema eléctrico colombiano son implementables dentro del marco legal vigente. Las autoridades del sector (el MME, la CREG y la UPME) cuentan con las competencias, los instrumentos y los espacios de actuación necesarios para introducir ajustes relevantes en el marco regulatorio, el diseño del mercado, los procesos de planeación y las condiciones de operación del sistema.

En este contexto, el avance hacia un sistema más eficiente, flexible y resiliente no depende principalmente de reformas legales estructurales, sino de la **capacidad de las instituciones para ejercer de manera estratégica, oportuna y coordinada las facultades que ya poseen**. El desafío es, por tanto, eminentemente de ejecución: traducir diagnósticos conocidos en decisiones concretas, articular acciones entre entidades y sostener una agenda de implementación consistente en el tiempo.

No obstante, la agilidad que ofrece actuar dentro del marco vigente trae consigo una responsabilidad adicional: construir acuerdos técnicos y políticos suficientemente sólidos para que las transformaciones adoptadas trasciendan los ciclos de gobierno y brinden estabilidad duradera a las reglas de inversión. La solidez de la transformación no se mide solo por la velocidad de los cambios, sino por su capacidad de perdurar y generar certidumbre en el largo plazo.

La oportunidad es concreta y el camino está trazado: lo que resta es la voluntad institucional de recorrerlo de manera coordinada, sostenida y con visión de largo plazo.

## 7. Referencias

- » ADME – Administración del Mercado Eléctrico de Uruguay (varios años). Informes de operación del sistema eléctrico uruguayo.
- » ANDRITZ (2025). Synchronous Condensers. Disponible en: <https://www.entsoe.eu/technopedia/techsheets/synchronous-condenser/>
- » Asociación IVY (2025). IVY impulsa la transición energética de Colombia hacia un futuro sostenible con soluciones innovadoras y asesoría técnica. Disponible en: <https://asociacionivy.org/index.php/2025/01/24/ivy-impulsa-la-transicion-energetica-de-colombia-hacia-un-futuro-sostenible-con-soluciones-innovadoras-y-asesoria-tecnica/>.
- » Asociación IVY & POLEN Transiciones Justas (2025). Transición Energética Justa en Colombia — Ruta técnica para un sistema eléctrico confiable, limpio y de menor costo en Colombia. Disponible en: <https://fundacionivy.org/wp-content/uploads/2025/10/INFORME-COLOMBIA-IVY-POLEN-REV12-21-10-2025-1.pdf>
- » Australian Energy Market Commission (2017). Managing power system fault levels: Final determination (ERC0211). Sydney.
- » Australian Energy Market Operator (2020). System strength in the NEM explained. AEMO.
- » Australian Energy Market Operator (2023). Inertia in the NEM explained. Melbourne: AEMO.
- » Australian Energy Market Operator (2024). 2024 System Strength Report (Final). AEMO.
- » Australian Energy Regulator (2024). The Efficient Management of System Strength Framework: Guidance Note.
- » Behrooz Bahrani, M. R.-A. (2024). Grid-Forming Inverter-Based Resource Research Landscape: Understanding the Key Assets for Renewable-Rich Power Systems. IEEE Power and Energy Magazine.
- » Carvajal Quintero, S., López García, D., Arango Manrique, A., Marín Jiménez, J., & Arango Lemoine, C. (2023). Servicios complementarios en la transición energética. Editorial Universidad Nacional de Colombia.
- » CIGRE (2022). Guide on the assessment, specification and design of synchronous condenser for power system with predominance of low or zero inertia generators.
- » Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) (1995). Resolución CREG 025 de 1995: Código de Redes (Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional). Bogotá, D.C.: CREG.
- » Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) (2001). Resolución CREG 023 de 2001: Disposiciones aplicables al servicio de Regulación Primaria de Frecuencia. Bogotá, D.C.: CREG.
- » Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) (2006). Resolución CREG 071 de 2006: Metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía. Bogotá, D.C.: CREG.
- » Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) (2010). Arranque autónomo en el Sistema Nacional Interconectado: Propuesta de reglamentación (Circular CREG 087-2010, Anexo 3). Bogotá, D.C.: CREG.
- » Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) (2019). Resolución CREG 060 de 2019: Modificaciones y adiciones transitorias para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN. Bogotá, D.C.: CREG.
- » Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) (2019). Resolución CREG 098 de 2019: Mecanismos para incorporar sistemas de almacenamiento con baterías (SAEB) en el SIN. Bogotá, D.C.: CREG.
- » Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) (2023). Resolución CREG 101 006 de 2023: Metodología para determinar la ENFICC de plantas eólicas. Bogotá, D.C.: CREG.
- » Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) (2023). Resolución CREG 101 007 de 2023: Metodología para determinar la ENFICC de plantas solares fotovoltaicas. Bogotá, D.C.: CREG.
- » Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) (2025). Documento CREG 901 208 de 2025: Análisis y justificación de actualización de requisitos para plantas solares FV y eólicas. Bogotá, D.C.: CREG.
- » Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) (2025). Documento CREG 901 209 de 2025: Identificación de lineamientos iniciales de fortaleza de red. Bogotá, D.C.: CREG.
- » Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) (2025). Proyecto de Resolución CREG 701 098 de 2025: Ajustes a requisitos de conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas. Bogotá, D.C.: CREG.
- » Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) (2025). Proyecto de Resolución CREG 701 099 de 2025: Disposiciones para aumentar la fortaleza de la red en el Sistema Interconectado Nacional. Bogotá, D.C.: CREG.

- » Congreso de Colombia (1994). Ley 142 de 1994: Por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones. Diario Oficial No. 41.433.
- » Congreso de Colombia (1994). Ley 143 de 1994: Por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional y se dictan otras disposiciones. Diario Oficial No. 41.434.
- » Congreso de Colombia (1998). Ley 489 de 1998: Por la cual se dictan normas sobre la organización y funcionamiento de las entidades del orden nacional. Diario Oficial No. 43.464.
- » Congreso de Colombia (2014). Ley 1715 de 2014: Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional. Diario Oficial No. 49.150.
- » Congreso de Colombia (2019). Ley 1955 de 2019: Por la cual se expide el Plan Nacional de Desarrollo 2018–2022 “Pacto por Colombia, Pacto por la Equidad”. Diario Oficial No. 50.964.
- » Congreso de Colombia (2021). Ley 2099 de 2021: Por medio de la cual se dictan disposiciones para la transición energética, la dinamización del mercado energético, la reactivación económica del país y se dictan otras disposiciones. Diario Oficial No. 51.731.
- » Consejo Nacional de Operación (CNO) (2022). Circular 96: Ruta publicación guías de restablecimiento (en XM).
- » Consejo Nacional de Operación (CNO) (2024). Acuerdo 1830 de 2024: Procedimiento para la verificación de las funciones de control de tensión de plantas eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al STN y STR.
- » Coordinador Eléctrico Nacional (Chile) (2023). Licitación Servicios Complementarios: Control de Tensión (condensadores síncronos).
- » Denholm, P. (2020). Inertia and the Power Grid: A Guide Without the Spin. National Renewable Energy Laboratory.
- » Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH (2020). Pronósticos de generación eólica y solar fotovoltaica en América Latina.
- » EirGrid & SONI (2022). DS3 System Services Tariffs Recommendations Paper.
- » EirGrid & SONI (2024). DS3 System Services Tariffs Rate Review: Recommendations Paper. SEM Committee.
- » Electric Reliability Council of Texas (2018). Inertia: Basic Concepts and Impacts on the ERCOT Grid.
- » ENTSO-E (2019). Short circuit contribution of new generating units connected with power electronics and protection behaviour.
- » ENTSO-E (2020). Inertia and Rate of Change of Frequency (RoCoF) (Version 17).
- » European Commission (2016). Commission Regulation (EU) 2016/631 establishing a network code on requirements for grid connection of generators (RfG).
- » European Commission (2017). Commission Regulation (EU) 2017/2196 establishing a network code on electricity emergency and restoration.
- » Federal Energy Regulatory Commission (2025). Order No. 909: Ride-Through for Inverter-Based Resources (Final Rule).
- » GE (2018). Static Var Compensator Solutions (brochure).
- » Glover, J. D. (2017). Power System Analysis and Design (6ª ed.). Cengage Learning.
- » IEA (s.f.). Renewable integration.
- » IEEE (2006). IEEE Recommended Practice for Calculating Short-Circuit Currents in Industrial and Commercial Power Systems.
- » Ingram, M., Mahmud, R., & Narang, D. (2021). Background Information on the Power Quality Requirements in IEEE Std 1547-2018. National Renewable Energy Laboratory.
- » Institute of Electrical and Electronics Engineers (2019). IEEE Std 1159-2019: IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality.
- » Institute of Electrical and Electronics Engineers (2022). IEEE Std 2800-2022: IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources (IBRs).
- » Institute of Electrical and Electronics Engineers (2022). IEEE Std 519-2022: IEEE Standard for Harmonic Control in Electric Power Systems.
- » International Electrotechnical Commission (2025). IEC 61000-4-30:2025: Power quality measurement methods.
- » International Energy Agency (2019). Increasing system flexibility and the value of variable renewables on the grid.
- » International Energy Agency (2024). Integrating Solar and Wind: Global experience and emerging challenges.

- » International Renewable Energy Agency (IRENA) (2019). Demand-side flexibility for power sector transformation.
- » International Renewable Energy Agency (IRENA) (2019). Innovation landscape brief: Innovative ancillary services.
- » International Renewable Energy Agency (IRENA) (2019). Innovation landscape for a renewable-powered future: Solutions to integrate variable renewables.
- » Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería (ISCI) & Universidad de los Andes (Uniandes) (s.f.). Expansión, operación y análisis de seguridad y estabilidad del sistema eléctrico colombiano a futuro. Disponible en: <https://energia.isci.cl/proyectos/expansion-operacion-analisis-seguridad-estabilidad-sistema-electrico-colombiano-futuro>.
- » Jain, H., Seo, G.-S., Lockhart, E., Gevorgian, V., & Kroposki, B. (2020). Blackstart of Power Grids with Inverter-Based Resources. National Renewable Energy Laboratory.
- » Kroposki, B. (2017). Integrating high levels of variable renewable energy into electric power systems. National Renewable Energy Laboratory.
- » Lammert, G. et al. (2017). Modelling and dynamic performance of inverter based generation in power system transmission and distribution studies. CIGRE / CIRED.
- » Ministerio de Minas y Energía (Colombia) (2025). Resolución 40245 de 2025: Plan de Expansión de Transmisión 2024-2038.
- » Ministerio de Minas y Energía (2026). Balance Renewable 2026: Informe Energías Renovables en Colombia.
- » National Energy System Operator (2023). Operability Strategy Report 2023.
- » National Grid Electricity System Operator (2021). NOA Stability Pathfinder Phase 3: Tender Overview Document.
- » NERC (2023). Inverter-Based Resource Performance Issues Report: Findings from the Level 2 Alert.
- » North American Electric Reliability Corporation (2013). EOP-005-3: System Restoration from Blackstart Resources.
- » North American Electric Reliability Corporation (2020). Fast Frequency Response Concepts and Bulk Power System Reliability Needs.
- » NREL (2024). Introduction to Grid Forming Inverters: A Key to Transforming our Power Grid.
- » Pham, A., Cole, W., & Gagnon, P. (2024). Average and Marginal Capacity Credit Values of Renewable Energy and Battery Storage in the United States Power System. National Renewable Energy Laboratory.
- » PJM Interconnection, L.L.C. (2021). Effective Load Carrying Capability (ELCC) Report.
- » Power System Stability and Control (1994). McGraw-Hill.
- » Presidencia de la República de Colombia (2012). Decreto 381 de 2012: Por el cual se modifica la estructura del Ministerio de Minas y Energía. Diario Oficial No. 48.308.
- » Presidencia de la República de Colombia (2013). Decreto 1260 de 2013: Por el cual se reorganiza la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Diario Oficial No. 48.829.
- » Presidencia de la República de Colombia (2023). Decreto 2121 de 2023: Por el cual se modifica la estructura del Ministerio de Minas y Energía. Diario Oficial No. 52.573.
- » SER Colombia (2022). Análisis bajo contexto internacional sobre los servicios complementarios y la participación de las FNCER en el Mercado Eléctrico Colombiano.
- » Short-Circuits in AC and DC Systems: ANSI, IEEE, and IEC Standards (2017). CRC Press.
- » U.S. Department of Energy (2023). Specifications for Grid-forming Inverter-based Resources (Version 1).
- » Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) (2020). Plan Energético Nacional 2020–2050: La transformación energética que habilita el desarrollo sostenible.
- » Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) (2025). Plan Indicativo de Expansión de la Generación 2025-2039.
- » Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) (2025). Memorias al Congreso 2024-2025.
- » UNIFI Consortium (2024). UNIFI Specifications for Grid-Forming Inverter-Based Resources (Version 2). National Renewable Energy Laboratory.
- » UPME; XM; Universidad de los Andes (2023–2024). Estudio IVY-Polen: Evaluación de la integración de fuentes renovables variables y requerimientos de estabilidad en el sistema eléctrico colombiano.
- » Vega-Araújo, J., Muñoz Cabré, M., & Gil, M. (2025). Energía solar, eólica y comunidades energéticas en Colombia: Panorama 2025. Stockholm Environment Institute.

- » XM (2022). Informe Trimestral de Evaluación de Restricciones - Trimestre I de 2022.
- » XM (2023). Informe Trimestral de Evaluación de Restricciones - Trimestre IV de 2022.
- » XM S.A. E.S.P. (2017). Propuesta de requerimientos técnicos para la integración de fuentes de generación no síncrona al SIN (Documento XM CND 2017-048).
- » XM S.A. E.S.P. (2023). Visión prospectiva de la operación: el camino a un sistema más renovable.
- » XM S.A. E.S.P. (2025). Informe de la operación real y esperada del SIN y de los riesgos para atender confiablemente la demanda (Documento XM-CND-007).
- » XM S.A. E.S.P. (2026). Propuesta de uso del control formador de red (Grid-Forming) para recursos basados en inversores con énfasis en sistemas de almacenamiento de energía con baterías.

Copyright © 2026, el presente documento se pone a disposición del público con fines informativos y de divulgación. Su contenido puede ser citado, compartido o utilizado total o parcialmente, siempre que se reconozca adecuadamente la autoría y no se modifique su significado original.

Para más información  
encuétranos en:

[www.sei.org](http://www.sei.org)

[www.polentj.org](http://www.polentj.org)

[www.fundacionivy.org](http://www.fundacionivy.org)