



GACETA DEL CONGRESO

SENADO Y CÁMARA

(Artículo 36, Ley 5ª de 1992)

IMPRENTA NACIONAL DE COLOMBIA

www.imprenta.gov.co

ISSN 0123 - 9066

AÑO XXXIV - N° 940

Bogotá, D. C., miércoles, 11 de junio de 2025

EDICIÓN DE 27 PÁGINAS

DIRECTORES:

DIEGO ALEJANDRO GONZÁLEZ GONZÁLEZ

SECRETARIO GENERAL DEL SENADO

www.secretariassenado.gov.co

JAIME LUIS LACOUTURE PEÑALOZA

SECRETARIO GENERAL DE LA CÁMARA

www.camara.gov.co

RAMA LEGISLATIVA DEL PODER PÚBLICO

CÁMARA DE REPRESENTANTES

PONENCIAS

**INFORME DE PONENCIA NEGATIVO
PARA PRIMER DEBATE DE CÁMARA AL
PROYECTO DE LEY NÚMERO 475 DE 2024
CÁMARA, 220 DE 2024 SENADO**

*por medio de la cual se regulan las fórmulas
tarifarias en energía y se dictan otras disposiciones.*

Bogotá, D. C., 30 de mayo de 2025

Presidente

HERNANDO GONZÁLEZComisión Sexta de la Cámara de Representantes
Congreso de la República

**Asunto: Informe de ponencia negativo para
primer debate de Cámara al Proyecto de Ley
número 475 de 2024 Cámara y 220 de 2024
Senado, por medio de la cual se regulan las fórmulas
tarifarias en energía y se dictan otras disposiciones.**

Presidente Hernando González,

Por la presente y atendiendo la designación que la
mesa directiva de la Comisión Sexta Constitucional
Permanente de la Cámara de Representantes, y de
conformidad con lo dispuesto en la Constitución
Política y en la Ley 5ª de 1992, me permito rendir
informe de ponencia negativa para primer debate de
Cámara al proyecto de ley precitado en los términos
que a continuación se disponen.

Cordialmente,

 DANIEL CARVALHO MEJÍA Coordinador ponente Representante a la Cámara por Antioquia	 LUIS CARLOS OCHOA TOBÓN Representante a la Cámara por Antioquia
 CIRO ANTONIO RODRÍGUEZ PINZÓN Representante a la Cámara Norte de Santander	 ALFREDO APE CUELLO BAUTE Representante a la Cámara Departamento del Cesar

**INFORME DE PONENCIA PARA PRIMER
DEBATE DE CÁMARA****PROYECTO DE LEY NÚMERO 475 DE 2024
CÁMARA, 220 DE 2024 SENADO**

*por medio de la cual se regulan las fórmulas
tarifarias en energía y se dictan otras disposiciones.*

I. TRÁMITE DEL PROYECTO

El Proyecto de Ley número 475 de 2024 Cámara
fue radicado en el Senado de la República el día 18 de
diciembre de 2024 y posteriormente presentado en la
Cámara de Representantes el 20 de febrero de 2024,
con origen en esta última corporación. Fue asignado
a la Comisión Sexta Constitucional Permanente del
Senado, a la cual se remitió formalmente el 29 de
febrero de 2024.

En el Senado, el proyecto fue estudiado bajo
la ponencia del honorable Senador Julio Alberto
Elías Vidal, quien ofició como ponente tanto para el
primer como para el segundo debate. La iniciativa
fue aprobada en primer debate en la Comisión Sexta
del Senado el 18 de junio de 2024 y en segundo
debate en la plenaria del Senado el 12 de diciembre
de 2024.

El proyecto fue enviado a la Cámara de
Representantes el mismo 18 de diciembre de 2024,
fecha en la cual inició su trámite en esta corporación.
A la fecha de elaboración de esta ponencia, el
proyecto se encuentra pendiente de rendir ponencia
para primer debate en la Cámara de Representantes.

II. OBJETO Y CONTENIDO

El Proyecto de Ley número 475 de 2024 Cámara
tiene por objeto establecer directrices para la
modificación de las fórmulas tarifarias del servicio
público de energía eléctrica.

El propósito de la iniciativa es buscar un equilibrio entre la sostenibilidad económica de las empresas operadoras y los intereses de los usuarios, mediante un marco normativo que permita realizar ajustes en las tarifas cuando se presenten variaciones consideradas como desproporcionadas o inestables, o cuando se identifiquen incumplimientos en los planes de inversión.

El proyecto contempla además disposiciones relacionadas con la estructura de los contratos de prestación del servicio, la retribución por autogeneración de energía, la clasificación climática de los municipios y la publicación de indicadores en las facturas, entre otros aspectos asociados a la prestación del servicio de energía eléctrica.

III. JUSTIFICACIÓN

1. Introducción

En cumplimiento de nuestras funciones constitucionales y legales como miembros de la Honorable Cámara de Representantes, y en especial conforme a lo dispuesto por los artículos 133 y 150 de la Constitución Política, así como por lo establecido en la Ley 5ª de 1992 –en particular, en sus artículos 139 y siguientes sobre el trámite de los proyectos de ley– presentamos la presente ponencia al interior de la Comisión Sexta Constitucional Permanente, a quienes corresponde el estudio y debate de los asuntos relativos a servicios públicos domiciliarios, entre ellos el servicio de energía eléctrica.

Hemos sido designados como ponentes del Proyecto de Ley número 475 de 2024 Cámara, 220 de 2024 Senado, por medio del cual se pretende modificar varios artículos de las Leyes 142 y 143 de 1994, normas que constituyen la base legal del modelo de servicios públicos que ha regido en Colombia durante las últimas tres décadas. En tal condición, y con fundamento en el deber de estudiar, analizar y emitir concepto sobre las iniciativas legislativas sometidas a nuestra consideración, presentamos esta ponencia con el objetivo de realizar un análisis técnico, jurídico e institucional sobre el proyecto en cuestión, así como de su impacto real en el sistema eléctrico nacional.

El servicio de energía eléctrica es un componente esencial del desarrollo económico, del bienestar social y del ejercicio de derechos fundamentales como la salud, la educación y la vida digna. Su prestación debe estar guiada por criterios de calidad, continuidad, eficiencia, sostenibilidad y responsabilidad fiscal. Pero, sobre todo, debe contar con un marco institucional y regulatorio que garantice reglas claras, estabilidad en el largo plazo y un equilibrio entre el interés público y los incentivos a la inversión y la innovación.

La presente ponencia no se limita a revisar el articulado propuesto, sino que se inscribe dentro de una mirada integral del sistema eléctrico colombiano, de su evolución, de los logros alcanzados desde la Constitución de 1991, de los retos actuales que aún enfrenta, y de las implicaciones que tendría modificar

de manera estructural su diseño sin que existan razones técnicas suficientes que lo justifiquen.

A lo largo del documento presentaremos, en primer lugar, un recuento de cómo funcionaba el sistema eléctrico colombiano antes del apagón de 1992, una de las crisis más profundas que ha enfrentado el país en materia de servicios públicos. Explicaremos cómo esa experiencia crítica llevó a la transformación del modelo, la cual se concretó a través de la expedición de las Leyes 142 y 143 de 1994, que introdujeron una arquitectura institucional con separación de funciones, participación privada regulada, suficiencia financiera y un enfoque solidario que garantiza subsidios para los hogares más vulnerables.

Posteriormente, haremos un balance de los principales logros del modelo vigente. Estos incluyen el incremento significativo de la cobertura –que pasó del 70% en 1992 al 96% actual–, la mejora sustancial en la calidad del servicio, la reducción de interrupciones, el aumento de la inversión pública y privada sin necesidad de contratos estatales, la estabilidad tarifaria con mecanismos de subsidio cruzado, y la construcción de un entorno institucional que ha permitido resistir eventos climáticos extremos y atentados a la infraestructura sin que se haya vuelto a presentar un apagón generalizado.

Examinaremos luego los desafíos actuales que enfrenta el sistema eléctrico, entre los cuales se encuentran la necesidad de expandir la capacidad de generación y transmisión ante el crecimiento sostenido de la demanda; los cuellos de botella relacionados con consultas previas y licenciamientos; la integración de energías no convencionales como la solar, eólica y pequeñas hidroeléctricas; y la situación estructural del servicio en la región Caribe, cuyas causas son múltiples, históricas y no atribuibles exclusivamente al modelo regulatorio vigente. Sobre estos puntos, presentaremos algunas recomendaciones que apuntan a mejorar la eficiencia del sistema sin comprometer su institucionalidad.

Con base en ese diagnóstico, abordaremos el contenido específico del Proyecto de Ley número 475 de 2024, realizando un análisis artículo por artículo. Evaluaremos su impacto sobre la estructura actual del sistema, su coherencia con los principios constitucionales y su compatibilidad con los desafíos reales del sector. Analizaremos, entre otros aspectos, la concentración de funciones en cabeza del Ejecutivo, la desinstitucionalización de órganos técnicos como la CREG, los riesgos de inconstitucionalidad en el tope de utilidades, la inseguridad jurídica derivada de causales ambiguas para modificar tarifas, y el debilitamiento de la planeación técnica al recargar sin fundamento a la UPME con nuevas funciones que exceden sus capacidades actuales.

Esta ponencia se elabora con rigor, con espíritu constructivo y con la convicción de que una eventual reforma al modelo de servicios públicos debe hacerse con plena conciencia de sus efectos, de forma

participativa, y sin poner en riesgo la estabilidad de un sistema que, con todos sus desafíos, ha generado enormes beneficios para la población.

Concluimos esta ponencia con una proposición motivada que será presentada a la Comisión, en uso de las competencias que nos otorgan la Constitución y la ley, con el ánimo de contribuir al fortalecimiento institucional del país, a la sostenibilidad del sistema eléctrico y al bienestar de los ciudadanos.

2. El sistema eléctrico antes del apagón de 1992 y los cambios posteriores

A más de treinta años del apagón de 1992, Colombia conserva la memoria de una de las crisis más profundas que ha enfrentado en materia de servicios públicos domiciliarios. El sistema eléctrico de entonces no logró responder con eficiencia ni previsión a los retos estructurales del país ni a las contingencias que lo pusieron a prueba. Esa experiencia no solo dejó lecciones técnicas, sino que fue el punto de partida de una reforma estructural e institucional que dio origen al modelo que hoy conocemos.

La crisis tuvo lugar entre el 2 de marzo de 1992 y el 7 de febrero de 1993. Durante casi un año, los colombianos enfrentaron racionamientos diarios de energía eléctrica: nueve horas en Bogotá, diez horas en buena parte de la Costa Atlántica y hasta dieciocho horas en zonas como San Andrés y Providencia. La vida cotidiana cambió drásticamente. En las ciudades, los hogares debieron recurrir a velas, radios a pilas, estufas de gasolina y conversaciones a la luz de linternas. En muchas casas, los niños se bañaban antes del amanecer, y en los negocios se escuchaban motobombas alimentadas con combustible. Las interrupciones afectaron la producción, la educación, la salud y la movilidad. La televisión dejó de ser una compañía confiable. De acuerdo con Fedesarrollo, el racionamiento afectó el PIB nacional en 1,5%. En pleno auge del discurso de la apertura económica, el país volvió a experimentar una realidad precaria en el acceso a un servicio básico.

El apagón no fue producto de un solo factor. A las condiciones climáticas extremas del fenómeno de El Niño —que redujo los niveles hidrológicos de los embalses por debajo del 30%— se sumaron causas estructurales: el descuido del sector eléctrico durante la década de 1980, la sobreestimación de su capacidad instalada, la falta de mantenimiento de plantas térmicas, el atraso en proyectos estratégicos como El Guavio, la huelga de trabajadores de Corelca, y los problemas de planificación técnica y financiera de empresas como ISA.

Desde el punto de vista macroeconómico, el país también enfrentaba una crisis de deuda externa: hacia finales de los años 80, el servicio de la deuda del sector eléctrico representaba más del 43% del total del endeudamiento nacional. La devaluación del peso agravó la carga financiera de las empresas públicas del sector.

A nivel operativo, cada empresa regional actuaba con relativa autonomía, sin coordinación nacional

efectiva. El modelo de despacho se basaba en cálculos matemáticos desactualizados y sin soporte técnico adecuado, como reconoció en su momento el entonces ministro de Minas y Energía, Juan Camilo Restrepo.

La reacción del Gobierno consistió en una combinación de medidas de emergencia y decisiones simbólicas. Se implementaron cortes programados entre las 5 p.m. y las 9 p.m. y, más adelante, se adoptó el cambio de horario nacional conocido como la “Hora Gaviria”, adelantando el reloj una hora para optimizar el uso de la luz solar.

Se aceleró un plan de mejora del parque térmico, se impulsaron interconexiones con países vecinos como Ecuador, y se ajustó el modelo de operación del sistema. Sin embargo, algunas decisiones resultaron fallidas: como la importación de dos barcazas generadoras de energía, que no aportaron un solo kilovatio al sistema y terminaron en escándalos de corrupción.

La recuperación se logró gradualmente gracias al retorno de las lluvias y a la implementación de un programa de reorganización estructural del sector. El apagón no solo fue superado con medidas coyunturales, sino que obligó a repensar el modelo eléctrico del país en su generalidad.

Así, bajo el impulso reformista de la nueva Constitución de 1991, se estructuró una transformación normativa que se concretó en las Leyes 142 y 143 de 1994. Estas leyes introdujeron un modelo mixto público-privado, basado en principios de libre competencia regulada, suficiencia financiera, transparencia tarifaria, cobertura universal y solidaridad. Se crearon instituciones técnicas e independientes como la **Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)**, la **Unidad de Planeación Minero Energética (UPME)**, y se fortalecieron entidades como la **Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios** y posteriormente el **operador del mercado XM**.

La Ley 143 organizó el funcionamiento del Sistema Interconectado Nacional, promovió la libre entrada y salida del mercado eléctrico, creó un mercado mayorista competitivo y mecanismos para asegurar la confiabilidad en el suministro. La Ley 142, por su parte, estableció el régimen general de servicios públicos domiciliarios, promovió la participación de operadores públicos, privados y mixtos, y fijó reglas para la financiación de subsidios a través de aportes cruzados.

Este nuevo modelo desplazó el enfoque asistencialista y politizado, y adoptó un criterio técnico con supervisión y un gobierno corporativo mucho más robusto que el anterior. Se abandonó el paradigma del Estado operador único para asumir el rol de regulador, vigilante y planificador de largo plazo, permitiendo la entrada de actores privados que invierten con reglas claras, sin contratos directos con el Estado ni subsidios encubiertos.

Gracias a este modelo, el país no volvió a enfrentar una crisis generalizada como la de 1992. Se mejoró

la cobertura, se estabilizó la calidad del servicio, se incentivó la inversión en nuevas tecnologías, y se logró una relación virtuosa entre eficiencia técnica, sostenibilidad financiera y justicia social. A diferencia de nuestros vecinos que en los últimos 30 años han enfrentado racionamientos de energía y apagones frente a múltiples fenómenos intensos de El Niño, Colombia es tal vez el único que ha logrado soportarlos sin afectar el bienestar de los ciudadanos ni la economía.

Ejemplos como los diferentes racionamientos sufridos en Ecuador, los recientes apagones nacionales de Panamá y Chile, y las situaciones críticas vividas por varios países de Centroamérica (Guatemala, Costa Rica) que en 2023-2024 estuvieron a punto de iniciar racionamientos, nos recuerdan la importancia de una política pública que garantice la confiabilidad.

Este capítulo de nuestra historia energética es recordado no con nostalgia, sino como advertencia. Nos recuerda que un sistema eléctrico mal gobernado y desprovisto de rigor técnico puede afectar la vida cotidiana de toda una nación. Y que las soluciones improvisadas, politizadas o mal diseñadas no solo fallan en resolver los problemas estructurales, sino que a menudo los profundizan. Por eso, cualquier reforma que se pretenda hoy debe estar guiada por la experiencia, la técnica, el respeto por la institucionalidad, y una comprensión profunda de lo que está en juego.

2.1. Aprendizajes del apagón: lo que construimos y lo que no podemos arriesgar

La crisis del apagón dejó profundas lecciones para el país. Más allá del trauma colectivo de vivir en la oscuridad, esa experiencia obligó a Colombia a revisar de fondo el modelo de prestación del servicio eléctrico, sus falencias estructurales, y el rol del Estado en su garantía. El resultado fue un nuevo marco normativo e institucional que no solo permitió superar la emergencia, sino que sentó las bases para un sistema más técnico, confiable, eficiente y sostenible.

El primer gran aprendizaje fue que **el modelo anterior, centrado en un Estado operador, político y financieramente insostenible, no era viable y podría repetir la experiencia del apagón si no se hacía una transformación en la gobernanza del sector**. El exceso de centralismo, la ausencia de planeación, la debilidad en la ejecución de proyectos estratégicos y la falta de incentivos para mantener y expandir la infraestructura energética demostraron que un servicio tan vital no puede depender de decisiones cortoplacistas o clientelistas. La participación privada, regulada por entidades técnicas con autonomía, permitió revertir ese deterioro y recuperar la senda de expansión y estabilidad.

En segundo lugar, el país entendió que **la institucionalidad importa**. El diseño de funciones diferenciadas entre quienes planean (UPME), regulan (CREG), operan el sistema (XM) y vigilan (Superservicios), fortaleció la transparencia,

evitó conflictos de interés y permitió decisiones más técnicas, más predecibles y más orientadas al interés general. La existencia de reglas claras, procesos abiertos y metodologías revisables ha sido esencial para atraer inversión, garantizar cobertura y mantener tarifas razonables con criterios de equidad.

Tercero, quedó claro que **el fortalecimiento del sector no era incompatible con el fortalecimiento de las empresas públicas**. En las condiciones actuales, compañías como **Empresas Públicas de Medellín (EPM), ISA** o **ISAGEN** han demostrado que el nuevo modelo no solo permitió la entrada del sector privado, sino que también **potenció a las empresas del Estado** que supieron adaptarse al nuevo entorno regulado.

- **EPM**, por ejemplo, ha crecido sostenidamente en su patrimonio, ha mejorado sus indicadores de calidad del servicio y realiza transferencias históricas al municipio de Medellín.

- **ISA**, como transportador de energía, se ha convertido en un actor clave a nivel regional, con presencia en varios países.

- **ISAGEN**, incluso luego de su venta parcial, ha mantenido una gestión eficiente y una operación responsable.

Estas empresas operan en competencia y bajo reglas técnicas, lo que ha demostrado que **no se trata de público o privado**, sino de **instituciones fuertes, reglas claras y vigilancia efectiva**.

Naturalmente, el sistema aún presenta oportunidades de mejora. Persisten desafíos relacionados con la cobertura rural, la integración de fuentes renovables no convencionales, la agilización de licencias ambientales y consultas previas, y la modernización de redes. Pero es precisamente **sobre lo construido donde debemos seguir avanzando**. El modelo no necesita ser desmontado, sino ajustado, fortalecido y modernizado.

Volver al paradigma anterior, donde las decisiones dependían de criterios políticos o administrativos, sin contrapesos técnicos, sería un grave error. Sería como ignorar las causas que nos llevaron al apagón y arriesgar lo que tanto ha costado construir.

Hoy Colombia cuenta con un sistema eléctrico sólido, reconocido en América Latina por su equilibrio entre sostenibilidad, cobertura, calidad y responsabilidad social. Esa arquitectura institucional es un activo de país. Y como tal, **debe protegerse, no vulnerarse**.

3. Logros del modelo actual

A treinta años de su implementación, el modelo de servicios públicos definido por las Leyes 142 y 143 de 1994 –y particularmente en lo que respecta al servicio de energía eléctrica– ha generado una transformación profunda en el bienestar de millones de colombianos, en la estabilidad institucional del país y en la capacidad del Estado para garantizar derechos fundamentales.

Pasar de un sistema deficitario, ineficiente y politizado, a uno con cobertura casi universal,

calidad creciente y sostenibilidad financiera, no ha sido un proceso espontáneo. Es el resultado de una arquitectura normativa e institucional que ha sabido conjugar participación privada y pública, regulación técnica con orientación política, y solidaridad social con eficiencia económica. Hoy, Colombia puede exhibir avances tangibles que reflejan el éxito de ese modelo.

3.1. Tarifa competitiva con calidad creciente

Uno de los principales logros del sistema actual es el equilibrio alcanzado entre costo del servicio y calidad. Las tarifas residenciales promedio en Colombia se encuentran cercanas al promedio de América Latina, pero lo que distingue al país es que **esa tarifa se acompaña de un servicio de alta confiabilidad**, medido en reducción de interrupciones, continuidad y estabilidad. En otras palabras, los colombianos no solo pagan una tarifa razonable, sino que reciben un servicio cada vez más robusto y predecible.

Este resultado es posible gracias a la existencia de una metodología tarifaria técnica, pública, sujeta a evaluación y ajuste, con dirección de política pública del Gobierno nacional. Las tarifas en Colombia responden a criterios de suficiencia financiera, que permiten recuperar inversiones eficientes, pero también a principios de equidad, a través de subsidios cruzados y aportes fiscales focalizados.

3.2. Un modelo solidario y redistributivo

El sistema tarifario colombiano es, además, **uno de los más solidarios del continente**. Más del 90% de los hogares pertenecientes a los estratos 1, 2 y 3 reciben subsidios parciales o totales para el servicio de energía eléctrica. Estos subsidios no son una carga fiscal exclusiva del presupuesto nacional, sino que se financian en parte con los aportes de los estratos 4, 5 y 6, y de los usuarios comerciales e industriales, bajo un esquema de redistribución legalmente estructurado. A esto se suma la política de Áreas de Distribución (ADD), que permite hacer asequible la prestación del servicio a los usuarios que habitan territorios apartados y dispersos o con bajos niveles de ingreso.

Este diseño ha permitido ampliar el acceso a energía en zonas históricamente excluidas, sin comprometer la viabilidad de las empresas prestadoras. Es un modelo que redistribuye, pero que también incentiva la eficiencia y la responsabilidad financiera.

3.3. Calidad del servicio: una mejora sostenida

El cambio en la calidad del servicio es quizás uno de los avances más notables. En los años noventa, los cortes de luz eran frecuentes y muchas zonas del país carecían de servicio continuo. Hoy, el sistema ofrece indicadores de calidad comparables con los de países desarrollados. Entre 2018 y 2023, la duración de las interrupciones por usuario se redujo en un 50%, lo que refleja no solo mejores redes y mayor capacidad instalada, sino también mejores prácticas

de mantenimiento, modernización tecnológica y respuesta operativa.

Las empresas –públicas y privadas– compiten por mejorar sus indicadores de calidad, que están directamente asociados al reconocimiento tarifario y al cumplimiento regulatorio. Esta lógica ha incentivado una cultura empresarial orientada al usuario y a la eficiencia operativa.

3.4. Cobertura nacional: del 70% al 96%

Uno de los indicadores más contundentes del éxito del modelo actual es el crecimiento sostenido de la cobertura del servicio de energía eléctrica en el país. A comienzos de los años 90, el acceso a la electricidad era un privilegio de las zonas urbanas más desarrolladas. Apenas el 70% de la población contaba con servicio, y vastos territorios rurales, periféricos o con alta dispersión geográfica carecían de infraestructura básica para garantizar el suministro.

Gracias al modelo mixto establecido por las Leyes 142 y 143 de 1994, al fortalecimiento institucional del sector y a la implementación de instrumentos financieros con enfoque social, la cobertura nacional alcanzó en 2023 el **96%**, con cifras cercanas al **98% en zonas urbanas** y un importante avance en **zonas rurales**, que hoy superan el **94%**.

Este resultado ha sido posible en gran parte gracias a la existencia de mecanismos como el **Programa de Normalización de Redes Eléctricas (Prone)** y el **Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas (FAER)** y el **Fondo de Apoyo Financiero para la energización de Zonas No Interconectadas (FAZNI)**. Estos fondos han permitido llevar energía a comunidades vulnerables, mejorar la infraestructura existente y cerrar brechas históricas entre el centro y la periferia.

3.4.1. Prone – Programa de Normalización de Redes Eléctricas

El Prone fue creado mediante la Ley 1117 de 2006, como instrumento para formalizar la prestación del servicio en sectores subnormales o de expansión no planificada, particularmente en áreas urbanas marginales y asentamientos informales.

Su objetivo es financiar la construcción, adecuación y normalización de las redes eléctricas internas y externas en estos sectores, de manera que los hogares puedan acceder legalmente al servicio, con medidores individuales, calidad técnica y tarifas reguladas. A través del Prone, se ha evitado que comunidades enteras queden atadas a conexiones ilegales, costosas y peligrosas.

El Prone ha beneficiado a más de **600.000 hogares** en las últimas dos décadas, mejorando su calidad de vida, reduciendo pérdidas no técnicas y fortaleciendo la sostenibilidad financiera de los prestadores del servicio. También ha sido una herramienta importante para la formalización urbana y la inclusión energética.

3.4.2. FAER – Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de Zonas Rurales Interconectadas

El FAER fue creado por la Ley 855 de 2003 y está orientado a financiar proyectos de expansión del servicio en **zonas rurales interconectadas**. A diferencia del Prone, que se enfoca en normalización de redes en zonas ya servidas, el FAER está pensado para ampliar la cobertura a áreas donde nunca ha habido servicio, pero que pueden integrarse al sistema interconectado nacional.

El FAER cofinancia inversiones en infraestructura eléctrica –líneas, transformadores, redes y equipos de medición– y permite llevar energía a regiones de difícil acceso, con baja densidad poblacional y altos índices de pobreza. Esto ha sido fundamental para lograr equidad territorial, cerrar brechas rurales y garantizar el derecho al desarrollo.

A través del FAER, el país ha electrificado más de **3.000 localidades rurales** y ha beneficiado a centenares de miles de familias en departamentos como Guainía, Guaviare, Vaupés, La Guajira, Chocó y Cauca.

Ambos instrumentos –el Prone y el FAER– reflejan cómo el modelo actual ha logrado **combinar sostenibilidad financiera con inclusión social**, permitiendo que las metas de eficiencia y cobertura no sean contradictorias, sino complementarias. La existencia de estos fondos, administrados por el Ministerio de Minas y Energía y financiados con recursos del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de Zonas Rurales Interconectadas (FAZNI) y del Fondo de Energía Social (FOES), muestra que el Estado no se ha retirado de su función de garante del derecho a la energía. Por el contrario, ha asumido un rol más estratégico y focalizado.

3.4.3. FAZNI – Fondo de apoyo financiero para la energización de las zonas no interconectadas

Fue creado en los artículos 81 al 83 de la Ley 633 de 2000 y su objetivo es financiar los planes, programas y proyectos de inversión en infraestructura energética en las zonas no interconectadas (ZNI), de acuerdo con la ley y con las políticas de energización que para las zonas no interconectadas ha determinado el Ministerio de Minas y Energía, conforme con los lineamientos de política establecidos por el Consejo Nacional de Política Económica y Social en documentos tales como los Documentos Conpes 3108 de 2001 y 3453 de 2006, para financiar planes, programas y/o proyectos priorizados de inversión para la construcción e instalación de la nueva infraestructura eléctrica y para la reposición o la rehabilitación de la existente, con el propósito de ampliar la cobertura y procurar la satisfacción de la demanda de energía en las zonas no interconectadas.

3.5. Estabilidad y confianza para la inversión

El sistema colombiano ha logrado construir **un entorno de confianza institucional**, que ha permitido atraer inversión nacional e internacional sin depender de contratos estatales ni garantías fiscales. Las empresas invierten porque existe un marco

jurídico confiable, procedimientos regulatorios transparentes y un entorno operativo predecible. Esta estabilidad ha sido reconocida por **organismos multilaterales como el Banco Mundial y el BID**, que han catalogado a Colombia como un referente en la región en regulación energética. Asimismo, **calificadoras de riesgo como Fitch Ratings, Moody's y Standard & Poor's** han destacado la claridad y estabilidad del marco regulatorio como uno de los factores clave para mantener calificaciones favorables a empresas del sector. Esta reputación institucional ha sido fundamental para financiar grandes proyectos como **Hidroituango (EPM), El Quimbo (ENEL), La Loma Solar (Enel Green Power), Bosques Solares de los Llanos (Celsia), Guajira I (ISAGEN)**, y líneas estratégicas como **Colectora – La Guajira (ISA Intercolombia)**, además de habilitar nuevas soluciones tecnológicas como los **pilotos de baterías de almacenamiento en Medellín y el Valle**. Todos estos proyectos, que demandan inversiones anuales que superan los \$10 billones de pesos financiados con capital privado y multilateral, no habrían sido posibles sin la existencia de un entorno regulado técnicamente, con reglas claras y respetadas, que brindan certidumbre a largo plazo.

La **regulación independiente** –encabezada por la CREG– y el enfoque técnico de las decisiones tarifarias y de expansión han sido determinantes para mantener este entorno favorable. Es precisamente esta confianza institucional la que ha permitido que el sistema resista presiones políticas, conflictos territoriales y coyunturas fiscales, sin comprometer la calidad ni la cobertura del servicio.

3.6. Salud financiera del sector y aporte al Estado

Uno de los cambios estructurales más relevantes del modelo es que el sistema eléctrico colombiano **pasó de ser una carga fiscal a convertirse en una fuente de ingresos sostenida y creciente para el Estado y las regiones**. En lugar de subsidiar empresas deficitarias, hoy el país cuenta con un sector sólido que genera excedentes, tributos y transferencias que contribuyen al desarrollo social y económico de múltiples territorios.

En 2021, por ejemplo, el sector eléctrico aportó más de **7 billones de pesos** en tributos, dividendos y transferencias. Empresas como **EPM** cumplen una función económica fundamental al generar empleo, dinamizar las economías regionales y aportar al financiamiento de políticas públicas. El caso de **Empresas Públicas de Medellín (EPM)** es particularmente ilustrativo: en 2024, la empresa tuvo su mejor desempeño histórico, con utilidades por **\$4,82 billones** y un Ebitda superior a los **\$8 billones**, lo que le permitió transferir al Distrito de Medellín, su único propietario, la suma récord de **\$2,64 billones para la vigencia 2025**. Esta cifra, equivalente a más del 20% del presupuesto total del municipio, se destina a **programas sociales, infraestructura educativa y de salud, mitigación de emergencias y sostenibilidad urbana**.

EPM demuestra así que **una empresa pública, bien gobernada y operando en un entorno regulado técnicamente, puede ser líder en calidad de servicio, eficiencia financiera y responsabilidad social.** Actualmente es el **primer generador de energía del país (con el 24,2% del total), el segundo prestador de acueducto y saneamiento,** y uno de los principales actores en distribución de energía y gas natural. Estos logros son posibles gracias al equilibrio entre la autonomía empresarial, la disciplina fiscal y la estabilidad del marco institucional que rige el sector.

La experiencia de EPM confirma que el modelo vigente no solo permite la participación del sector privado, sino que también **fortalece y potencia a las empresas públicas que actúan con eficiencia y transparencia,** bajo reglas técnicas, con supervisión ciudadana y compromiso con el interés general. No obstante, persisten retos importantes en torno a la **protección y fortalecimiento de su gobierno corporativo,** dado que, como ha quedado en evidencia en distintos momentos, **la intervención política que desconozca los principios de autonomía y sostenibilidad puede generar señales negativas en los mercados e impactar la confianza de los inversionistas y contrapartes estratégicas.** Cuidar esa institucionalidad es clave para asegurar que empresas públicas como EPM sigan siendo un activo para sus territorios y para el país.

3.7. Una matriz de generación moderna y limpia

Colombia cuenta con una matriz energética diversa, con una fuerte participación de fuentes limpias, especialmente la generación hidroeléctrica, que históricamente ha representado entre el 60% y el 70% de la energía producida en el país. Esta alta proporción de energía renovable convencional ha sido una fortaleza estructural del sistema, tanto en términos de sostenibilidad ambiental como de eficiencia económica. Gracias a ello, el país ha logrado mantener una de las huellas de carbono más bajas del continente en su sector eléctrico y ha garantizado la seguridad energética incluso en contextos desafiantes como los fenómenos de El Niño.

A este componente hidráulico se han sumado, en la última década, inversiones importantes en energías no convencionales como la solar fotovoltaica y la eólica, habilitadas por la Ley 1715 de 2014 y dinamizadas con instrumentos como las **subastas de contratos de largo plazo,** los incentivos tributarios y los desarrollos regulatorios de la CREG. El crecimiento de estos proyectos —especialmente en regiones como La Guajira, el Meta, Cesar y el Valle del Cauca— ha comenzado a diversificar la matriz y ha abierto nuevas oportunidades para comunidades y empresas.

Además, el modelo colombiano ha logrado habilitar este proceso sin que el Estado tenga que asumir directamente la inversión, lo cual habla de un ecosistema institucional sano, competitivo

y financieramente viable. **Mecanismos como el cargo por confiabilidad,** el mercado mayorista y la remuneración transparente por disponibilidad han permitido atraer capital privado con visión de largo plazo.

Sin embargo, **persisten retos relevantes para consolidar una matriz más resiliente, diversificada y justa.** Por un lado, es necesario **acelerar la integración de tecnologías como las pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH),** que tienen un menor impacto ambiental, pueden aportar a la confiabilidad del sistema y se adaptan bien a contextos regionales y rurales. En muchos casos, estos proyectos enfrentan barreras regulatorias, sociales y de tramitología que dificultan su despliegue.

Por otro lado, **la energía solar distribuida,** especialmente en techos y comunidades, aún no cuenta con un marco suficientemente ágil para promover su adopción masiva. Aunque se han dado avances, todavía existen cuellos de botella normativos y financieros que limitan su potencial transformador en términos de democratización del acceso y empoderamiento ciudadano.

Adicionalmente, el país debe estar abierto a **una discusión seria, informada y argumentada sobre otras fuentes de generación que puedan contribuir a una transición energética justa y técnicamente viable.** Esto incluye tecnologías de respaldo como el gas natural —necesario en momentos de baja hidrología o intermitencia solar/ eólica— y debates sobre nuevas tecnologías como almacenamiento en baterías, geotermia, hidrógeno verde o incluso sobre el rol futuro de la energía nuclear, dentro de un enfoque prospectivo y basado en evidencia.

La transición energética no puede convertirse en un dogma, ni limitarse a proclamas políticas. Debe ser **un proceso gradual, técnicamente riguroso, financieramente sostenible y socialmente justo,** que reconozca las condiciones específicas del país y sus territorios. Esto implica integrar criterios de confiabilidad, asequibilidad, seguridad energética y sostenibilidad ambiental en la planeación del sistema.

Colombia tiene una base sólida desde la cual continuar este camino. Pero requiere fortalecer sus capacidades institucionales, agilizar sus procesos, reducir la incertidumbre regulatoria y garantizar que la transición energética no se haga **a costa de los más vulnerables ni comprometiendo la estabilidad del sistema.** La diversificación debe ser una oportunidad para construir un modelo más inclusivo, no un riesgo para lo ya alcanzado.

3.8. Resiliencia frente a eventos extremos

Desde la superación del apagón de 1992, Colombia no ha vuelto a enfrentar una crisis generalizada del servicio eléctrico. Este hecho, en sí mismo, representa uno de los logros más significativos del modelo actual. A pesar de haber atravesado cinco fenómenos de El Niño, más de

2.200 atentados contra la infraestructura energética entre 2000 y 2020, emergencias climáticas severas y coyunturas complejas de orden público, el sistema ha demostrado una capacidad de adaptación y recuperación que evidencia su solidez técnica, institucional y operativa.

Esta resiliencia ha sido posible gracias a varios factores: la diversificación de la matriz de generación, el diseño del mercado mayorista, la existencia del cargo por confiabilidad, la autonomía del operador del sistema (XM), la planeación técnica liderada por la UPME y la coordinación interinstitucional entre el Gobierno, las empresas, los reguladores y los territorios. Todo esto ha permitido garantizar la continuidad del servicio incluso en condiciones adversas.

Ejemplos concretos ilustran esta capacidad del sistema. Durante el fenómeno de El Niño de 2015–2016, uno de los más intensos del siglo, Colombia logró mantener la estabilidad del sistema eléctrico sin racionamientos generalizados, a pesar de la disminución drástica de aportes hídricos. El respaldo de plantas térmicas, activadas mediante el cargo por confiabilidad, y la gestión coordinada de la demanda fueron determinantes para evitar una nueva emergencia energética.

Durante los años más críticos del conflicto armado, en la década de 2000, numerosas torres de transmisión fueron blanco de atentados, especialmente en regiones como el Catatumbo, el Cauca y el sur del Cesar. Aun así, el sistema evitó interrupciones masivas prolongadas mediante rutas alternas de transmisión, respaldo operativo y protocolos de contingencia previamente establecidos. Incluso en contextos de emergencia social, como el paro nacional de 2021, cuando hubo bloqueos que afectaron el suministro de combustibles a plantas térmicas, el sistema logró adaptarse mediante medidas extraordinarias de gestión del riesgo y conservación de reservas energéticas.

Esta historia de éxito, además, no puede ser contada por otros países de América Latina. Mientras Colombia ha consolidado un modelo resiliente y técnico, otras naciones de la región han enfrentado apagones, racionamientos prolongados o fallas estructurales recurrentes, muchas veces por debilidades institucionales, politización del sector o desinversión crónica. Venezuela, por ejemplo, ha padecido múltiples apagones masivos desde 2019, incluyendo el colapso del sistema nacional en marzo de ese año que dejó sin electricidad a casi todo el país por varios días consecutivos. En Argentina, los cortes de energía han sido frecuentes en temporadas de calor extremo, como ocurrió en enero de 2022, cuando más de 700.000 usuarios quedaron sin servicio en Buenos Aires debido a la sobrecarga del sistema. En Ecuador, durante 2023, se decretaron racionamientos de hasta 13 horas diarias en varias provincias debido a la escasez hídrica y al deterioro de la infraestructura de generación. En Cuba, el país experimenta racionamientos crónicos de energía desde hace años, con apagones programados diarios

que afectan la actividad económica y la calidad de vida de la población.

Estos ejemplos evidencian que la resiliencia del sistema colombiano no es fortuita ni debe darse por sentada. Es el resultado del aprendizaje institucional acumulado desde la crisis de los años noventa, del profesionalismo técnico de los actores del sector y de un marco regulatorio que prioriza la confiabilidad, la planificación de largo plazo y la actuación coordinada ante eventos extremos.

Hoy Colombia cuenta con mecanismos predictivos, criterios de seguridad del sistema y herramientas financieras y operativas que permiten enfrentar fenómenos climáticos, atentados, fallas operativas o emergencias sociales sin afectar la continuidad del servicio. Esta resiliencia es uno de los mayores activos del modelo vigente y un pilar fundamental para avanzar con responsabilidad en la transición energética y en el cierre de brechas territoriales.

3.9. Un referente regional en regulación y operación

Finalmente, el sistema eléctrico colombiano ha sido reconocido como un referente en América Latina. Su diseño institucional, su cobertura, su calidad del servicio y su estabilidad lo ubican como uno de los modelos más exitosos de la región. La Ley 142 de 1994, en sus aspectos esenciales, sigue vigente y ha permitido no solo modernizar el sector, sino convertirlo en un motor de desarrollo económico y cohesión social.

4. Los verdaderos desafíos del sistema eléctrico

El sistema eléctrico colombiano ha sido una pieza clave de la estabilidad institucional y del desarrollo del país durante las últimas tres décadas. No obstante, enfrenta hoy una serie de desafíos estructurales que deben ser atendidos con decisión, rigurosidad técnica y visión de largo plazo. Estos desafíos no justifican un desmontaje del modelo vigente, que ha mostrado resultados positivos, sino que exigen su fortalecimiento, actualización y adaptación al nuevo contexto económico, social y ambiental del país y del mundo.

A continuación, se presentan algunos de los principales retos que debe abordar el sector eléctrico para consolidar una transición energética justa, garantizar la confiabilidad del servicio y proteger el bienestar de los ciudadanos.

4.1. Suficiencia de generación a futuro

Uno de los desafíos más críticos que enfrenta actualmente el sistema eléctrico colombiano es garantizar la suficiencia de generación para cubrir la demanda creciente del país en los próximos años. Si bien hoy Colombia cuenta con una capacidad instalada adecuada, los riesgos de insuficiencia futura se han incrementado de forma significativa debido a múltiples factores estructurales que comprometen la expansión oportuna de la oferta energética.

De acuerdo con un informe reciente presentado por XM, operador del Sistema Interconectado

Nacional (SIN) y administrador del mercado mayorista de energía, existe una **vulnerabilidad creciente en la capacidad del sistema para satisfacer la demanda** en el corto y mediano plazo. El informe advierte que el parque de generación actual no está en condiciones óptimas para atender el crecimiento de la demanda, en parte debido a **retrasos en la expansión de infraestructura clave**, como los proyectos de transmisión y la conexión de nuevas plantas.

Uno de los factores que agravan esta situación es la **disminución progresiva en la participación de las hidroeléctricas**, históricamente columna vertebral de la matriz energética nacional. Frente a un contexto de mayor variabilidad climática e incertidumbre hidrológica, esto pone una presión creciente sobre las plantas térmicas, que deben suplir la caída en la generación hídrica durante eventos extremos como los fenómenos de El Niño.

XM señala que, sin una estrategia anticipada y sin la incorporación de nuevos recursos de generación, el país podría enfrentar escenarios de **déficit energético similares al vivido en 2015–2016**, con el agravante de una demanda más alta y una matriz aún en transición. Para el periodo 2024–2025, se estima un déficit de **1.224 GWh/año de energía en firme (Enficc)**, cifra que podría aumentar hasta **3.762 GWh/año en el periodo 2026–2027** si no se implementan correctivos a tiempo. Además, la falta de asignación de nuevas Obligaciones de Energía Firme (OEF) para el periodo 2028–2029 plantea una amenaza adicional para la confiabilidad del sistema.

La situación requiere medidas urgentes. XM ha hecho un llamado claro a **anticipar la gestión del sistema eléctrico**, destacando la importancia de asegurar una mayor **flexibilidad en la disponibilidad de combustibles como gas, carbón y líquidos** para mantener en operación las plantas térmicas durante periodos prolongados. La entidad también subraya la necesidad de hacer un **seguimiento estricto a los proyectos de generación en curso**, muchos de los cuales enfrentan incertidumbres técnicas, financieras o sociales que podrían retrasar su entrada en operación efectiva.

Este panorama evidencia que la suficiencia energética no puede darse por sentada. Es indispensable **acelerar la ejecución de proyectos renovables, fortalecer la planificación del sistema, asegurar el respaldo térmico**, y crear condiciones habilitantes para que la inversión fluya con certeza y oportunidad. No se trata únicamente de generar más energía, sino de hacerlo con un equilibrio adecuado entre confiabilidad, sostenibilidad y costo para el usuario final.

La política energética del país debe incluir un enfoque proactivo, basado en información técnica, que permita cerrar a tiempo las brechas entre oferta y demanda. Ignorar esta advertencia pondría en riesgo no solo la estabilidad del sistema, sino también la seguridad energética de millones de hogares y empresas colombianas.

4.2. Cuellos de botella institucionales

El desarrollo de nuevos proyectos de generación y transmisión en Colombia enfrenta una serie de obstáculos institucionales que han limitado la capacidad del sistema eléctrico para crecer al ritmo que exige la demanda y la transición energética. Estos cuellos de botella no responden a una única causa, sino a una **combinación de factores estructurales que van desde la dispersión normativa hasta la debilidad operativa de algunas entidades clave** del sector.

Uno de los principales problemas es la **falta de articulación entre entidades estatales con competencias concurrentes**. Proyectos estratégicos de infraestructura energética deben tramitar permisos, licencias y conceptos ante una multiplicidad de organismos (ambientales, minero-energéticos, territoriales, sociales), lo que genera **procesos fragmentados, duplicados y sin tiempos unificados**. Esta situación afecta tanto a empresas públicas como privadas, y ralentiza el avance de proyectos que ya cuentan con respaldo financiero y social en un momento en el que es clave crecer en la generación de energía.

A ello se suma una **sobrecarga normativa y procedimental**. La acumulación de decretos, resoluciones y lineamientos técnicos no siempre guarda coherencia, lo que dificulta su aplicación efectiva en el territorio. Muchas veces, las reglas cambian en medio de la ejecución, se superponen con otras disposiciones o no tienen operatividad práctica. La falta de **una ventanilla única o esquema de gestión integrada** sigue siendo una deuda pendiente para la ejecución ágil de proyectos.

Por otra parte, algunas de las entidades llamadas a liderar la planificación y viabilización de la expansión eléctrica presentan **capacidades técnicas limitadas o insuficientemente dotadas**. La Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), por ejemplo, enfrenta hoy una **alta rotación de personal**, rezago en la asignación de proyectos y una carga operativa superior a sus recursos humanos y tecnológicos. Esto repercute directamente en la capacidad del Estado para anticiparse al déficit energético y responder con agilidad a los requerimientos del mercado.

Dentro de estos desafíos institucionales, se encuentra también el reto de gestionar adecuadamente la **consulta previa** con comunidades étnicas, un mecanismo constitucionalmente protegido y esencial para la legitimidad democrática de los proyectos. Lejos de oponerse a este derecho, el Estado y el sector deben avanzar hacia un modelo de relacionamiento más sólido, donde **las comunidades no sean vistas como obstáculos, sino como aliadas del desarrollo**.

El problema no es la participación, sino su gestión ineficiente o fragmentada. Hoy existe un amplio consenso en que la consulta previa debe evolucionar hacia **procesos de diálogo temprano, enfoque territorial, beneficio compartido y**

trazabilidad institucional. Es necesario que el habitante del territorio se convierta en **agente activo de transformación**, entendiendo que la presencia de infraestructura energética en su municipio no solo genera energía para el país, sino que también puede traducirse en bienestar local: inversión social, desarrollo ambiental, impulso cultural y fortalecimiento institucional.

En resumen, **la falta de articulación entre actores, la dispersión normativa, la sobrecarga de trámites, las debilidades técnicas del Estado y los vacíos en la gestión territorial de la consulta previa** conforman un panorama que impide avanzar con la rapidez y legitimidad que el país necesita para asegurar su futuro energético de manera soberana. Superar estos cuellos de botella es una tarea urgente si se quiere cerrar la brecha entre planeación y ejecución, entre ambición climática y realidad operativa.

4.3. Transmisión y conexión de nuevas fuentes de energía

Uno de los cuellos de botella más críticos para el futuro energético de Colombia es la expansión oportuna y suficiente del sistema de transmisión y distribución. La transición energética, que implica una transformación profunda de la matriz de generación, solo será viable si va acompañada de la infraestructura necesaria para transportar la energía desde los puntos de generación –cada vez más alejados de los centros urbanos– hasta los grandes centros de consumo.

La geografía actual del potencial energético renovable ha desplazado los polos de generación hacia nuevas regiones, en particular **La Guajira**, el **norte del Cesar**, el **Meta** y el **sur del Atlántico**. Estas zonas concentran abundantes recursos eólicos y solares –La Guajira, por ejemplo, cuenta con un potencial estimado de **hasta 50 GW de energía eólica costa afuera y 30 GW de solar**–, pero presentan una conectividad limitada con el Sistema Interconectado Nacional (SIN). Esta desconexión física y estructural ha impedido que numerosos proyectos adjudicados o en estructuración puedan entrar en operación efectiva.

El informe más reciente del **Foro Económico Mundial (WEF)** sobre Colombia lo resume con claridad: **la insuficiencia de infraestructura de transmisión y distribución es hoy el principal impedimento para el despliegue de energías renovables** en el país. A ello se suma la lentitud en los procesos de concesión de licencias, la falta de integración institucional en la planificación y una débil articulación con las comunidades locales. Según el WEF, esta situación no solo retrasa la transición energética, sino que **incrementa el costo de la electricidad para usos industriales estratégicos**, como la producción de hidrógeno verde.

Un caso emblemático es el proyecto **Colectora**, adjudicado a ISA Intercolombia, cuyo propósito es evacuar más de 1.000 MW de energía eólica

desde La Guajira hacia el centro del país. Si bien se ha aprobado su segunda fase (500 kV al SIN), el proyecto ha enfrentado **importantes retrasos por dificultades en la adquisición de predios, consultas previas y licencias ambientales**, lo que ha generado un efecto dominó sobre otros proyectos de generación que dependen de esta infraestructura para ser viables.

Este no es un fenómeno aislado. En otras regiones, como el **Valle del Cauca**, **Santander** y el **Meta**, proyectos solares y térmicos han tenido que esperar meses –incluso años– para acceder a capacidad de transporte o viabilizar su conexión técnica al sistema, afectando su rentabilidad y su cronograma de entrada en operación.

Si bien el **Plan de Expansión de la Transmisión** formulado por la UPME identifica los corredores clave para mejorar la capacidad del sistema, el propio WEF advierte que estos planes **“se quedan cortos en cuanto a plazos de ejecución y licitación”**, y que no existe una hoja de ruta suficientemente clara e integrada que contemple soluciones de corto, mediano y largo plazo.

Frente a este panorama, las recomendaciones son contundentes: es necesario **acelerar la ejecución de proyectos estratégicos de transmisión**, dotar de mayores capacidades técnicas a las entidades responsables de la planificación, **mejorar los procesos de licenciamiento y consulta previa con enfoque territorial**, e **incluir soluciones de almacenamiento a escala comercial** que complementen la infraestructura de transporte y permitan gestionar la intermitencia de las fuentes renovables.

La expansión de la transmisión no es un tema meramente técnico: es una **condición habilitante para la transición energética, para la seguridad del sistema y para el desarrollo regional**. La energía limpia que Colombia necesita ya se está proyectando. El verdadero reto ahora es conectarla, movilizarla y hacer que llegue a todos los rincones del país con oportunidad, justicia y sostenibilidad.

4.4. La situación de la Costa Caribe

La región Caribe de Colombia enfrenta una doble paradoja energética. Por un lado, concentra algunos de los más serios desafíos históricos en materia de cobertura, calidad del servicio y sostenibilidad financiera del sistema eléctrico. Por otro lado, representa uno de los territorios con mayor potencial para el desarrollo de energías renovables no convencionales en el país. Esta combinación de rezagos estructurales y oportunidades estratégicas exige una mirada integral, diferencial y de largo plazo.

Desde el punto de vista del servicio domiciliario, la Costa Caribe ha sido tradicionalmente una región con altos niveles de pérdidas, dificultades en la operación comercial y percepción ciudadana negativa. A pesar del esfuerzo institucional por superar el colapso de Electricaribe y dividir su operación entre Afinia (Grupo EPM) y Air-e, persisten retos significativos

en materia de sostenibilidad operativa y financiera. Los niveles de interrupciones (Saidi y Saifi), aunque en proceso de mejora, siguen estando por debajo del promedio nacional.

La **Misión de Transformación Energética** identificó a la Costa Caribe como la región que más contribuye al déficit financiero del **Fondo de Solidaridad y Redistribución de Ingresos (FSSRI)** del servicio de electricidad. Aunque representa poco más del 20% de los usuarios del Sistema Interconectado Nacional (SIN), aporta más del 60% del déficit mensual de este fondo. Esta situación se explica por varios factores: un consumo promedio de energía significativamente superior al resto del país; una alta concentración de hogares en estratos subsidiables (casi el 60% en estrato 1); y un importante **error de inclusión**, pues buena parte de estos hogares no están por debajo de la línea de pobreza, lo que pone en cuestión la eficacia del sistema de focalización del subsidio.

Paradójicamente, los costos de prestación del servicio son, en promedio, **más bajos en la Costa Caribe que en el resto del país**. Es decir, el alto déficit no obedece a una tarifa más cara, sino a una demanda residencial más elevada que incrementa la presión fiscal sobre el sistema de subsidios. Esto ha generado tensiones recurrentes entre usuarios, prestadores y Gobierno, y requiere una revisión estructural del esquema tarifario y de subsidios con enfoque territorial y socioeconómico.

Al mismo tiempo, la Costa Caribe —y particularmente La Guajira— alberga el mayor potencial del país para el desarrollo de fuentes renovables no convencionales. De acuerdo con el **Foro Económico Mundial (WEF)**, esta región podría aportar hasta 50 GW de energía eólica costa afuera y 30 GW de energía solar, una cifra que equivale a varias veces la capacidad instalada actual de Colombia. Sin embargo, este potencial ha sido difícil de materializar por múltiples barreras: **falta de infraestructura de transmisión, complejidades sociales, baja gobernanza local, demoras en los procesos de consulta previa y licenciamiento ambiental**, y una percepción de exclusión histórica por parte de las comunidades.

La experiencia reciente en La Guajira muestra que el desarrollo de grandes proyectos energéticos sin una participación genuina de los pueblos indígenas y las comunidades locales puede derivar en conflictos, retrasos y pérdida de confianza. Frente a esto, el WEF ha propuesto un modelo de **cooperación social para la transición energética justa**, que busca estructurar relaciones más sólidas entre empresas, Estado y comunidades. Este enfoque plantea que **el habitante del territorio debe ser parte activa del proceso**, no como receptor pasivo de compensaciones, sino como coprotagonista del desarrollo local, con beneficios tangibles, sostenibles y culturalmente adecuados.

La región Caribe debe dejar de ser vista únicamente como un territorio deficitario o conflictivo. Tiene

todo para convertirse en una potencia de energía limpia en América Latina, **pero ello dependerá de que el Estado y el sector energético logren transformar las relaciones con el territorio**, superar los rezagos en infraestructura y construir confianza institucional. Para lograrlo se requieren medidas concretas: reformar el esquema de subsidios con base en indicadores de pobreza reales; priorizar la inversión en transmisión y almacenamiento; fortalecer las capacidades de gobiernos locales e instituciones étnicas; y adoptar modelos de gestión que integren desarrollo económico, justicia social y sostenibilidad ambiental.

La transición energética de Colombia pasará —inevitablemente— por la Costa Caribe. El desafío es lograr que esa transición sea **no solo técnica, sino también justa, legítima y transformadora para los territorios que la hacen posible**.

4.5. Una transición energética justa y ordenada

Como se ha expuesto en los capítulos anteriores de este informe de ponencia, Colombia ha logrado consolidar un sistema eléctrico con amplias fortalezas técnicas, institucionales y sociales. Sin embargo, mantener estos logros y proyectarlos hacia el futuro exige una transición energética que no solo sea técnicamente viable y ambientalmente sostenible, sino también **justa en su distribución y ordenada en su implementación**.

El concepto de **transición energética justa**, tal como ha sido definido en el Plan Nacional de Desarrollo y en informes internacionales como el del Foro Económico Mundial (WEF), implica que la transformación del modelo energético debe ir de la mano con la equidad social, la inclusión territorial, la participación comunitaria y el respeto por las identidades culturales. Como ya se analizó en el capítulo dedicado a la región Caribe, este desafío se hace particularmente evidente en zonas como **La Guajira**, que concentran un potencial inmenso en energía eólica y solar, pero donde las relaciones con las comunidades locales han sido históricamente frágiles.

La experiencia demuestra que no basta con instalar infraestructura en los territorios. Para que los proyectos tengan legitimidad, sostenibilidad y viabilidad a largo plazo, es fundamental que **los habitantes del territorio sean reconocidos como actores centrales del proceso**, y no solo como receptores de compensaciones. La energía limpia no puede llegar a los municipios dejando atrás a su gente. Una transición verdaderamente justa debe cambiarle la vida a las comunidades para bien.

Frente a esta realidad, el WEF ha propuesto un **“modelo de cooperación social”** para facilitar el diálogo y la corresponsabilidad entre Estado, empresas y comunidades. Esta propuesta, como se ha mencionado anteriormente, está basada en principios como justicia, interculturalidad, confianza, desarrollo territorial y empatía. Su implementación —particularmente en territorios con poblaciones étnicas o con historial de exclusión— puede ser una

herramienta poderosa para desbloquear proyectos estratégicos y fortalecer la gobernanza energética local.

Por otra parte, como también se ha detallado en capítulos anteriores, **la transición energética debe ser ordenada**: es decir, debe contar con una planificación articulada, procesos regulatorios ágiles, infraestructura adecuada, reglas claras de financiación y coordinación interinstitucional efectiva. La sola ambición política, sin instrumentos de implementación robustos, puede terminar generando frustración ciudadana, desconfianza en el mercado y obstáculos innecesarios en el camino hacia una matriz más limpia y diversificada.

Tanto el informe del WEF como la **Misión de Transformación Energética** coinciden en que la fragmentación institucional, los retrasos en la ejecución de obras de transmisión, la falta de armonización entre licencias y permisos, y la dispersión de fondos con criterios contradictorios han dificultado el avance de la transición energética en Colombia. Se ha propuesto, en consecuencia, la consolidación de una **ventanilla única para la financiación y estructuración de proyectos**, la integración de los fondos FAER y FAZNI, la focalización territorial de los subsidios y la modernización de los mecanismos de planeación para las Zonas No Interconectadas (ZNI).

La transición energética también es una oportunidad para corregir desigualdades estructurales. Como se ha señalado en este informe, el actual sistema de subsidios eléctricos –si bien basado en un principio de solidaridad– presenta errores de focalización que deben ser corregidos. El rediseño de estos instrumentos permitiría liberar recursos fiscales que podrían ser reorientados hacia iniciativas de alto impacto social, como la sustitución de leña para cerca de 1,6 millones de hogares, la electrificación rural con tecnologías limpias, y la expansión del acceso al gas natural en zonas cercanas a proyectos energéticos.

En definitiva, **una transición energética justa y ordenada no es solo un componente deseable, sino una condición indispensable** para consolidar la estabilidad del sistema, atraer inversión responsable, mejorar la calidad del servicio y fortalecer el pacto social y territorial alrededor de la energía. Colombia ya ha avanzado en construir un modelo con altos estándares técnicos y marcos institucionales sólidos. El reto ahora es **extender esos logros a todos los rincones del país**, con enfoque diferencial, respeto a los derechos y visión de largo plazo.

4.6. Preservar la independencia técnica y la institucionalidad del sector

Como se ha expuesto a lo largo de esta ponencia, uno de los principales logros del sistema eléctrico colombiano ha sido la construcción de una arquitectura institucional sólida, basada en criterios técnicos, equilibrio político y reglas claras. Esta institucionalidad –forjada tras la crisis del apagón de 1992 y consolidada con la expedición de las

Leyes 142 y 143 de 1994– permitió pasar de un modelo centralizado, ineficiente y deficitario, a un sistema mixto, competitivo y financieramente sostenible. Preservar ese diseño y fortalecer su capacidad operativa es una condición indispensable para avanzar en la transición energética de manera efectiva, justa y responsable.

En el centro de esta institucionalidad se encuentra la **Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)**, órgano técnico e independiente encargado de fijar la regulación del sector en cumplimiento de la política pública definida por el Ministerio de Minas y Energía. Su existencia ha permitido separar, de forma saludable, las decisiones técnicas de los ciclos políticos, garantizando una toma de decisiones con criterios de eficiencia, equidad y sostenibilidad. A su alrededor, se articulan otras entidades fundamentales como la **UPME (planeación)**, la **SSPD (vigilancia)**, **XM (operación del sistema)**, la **SIC (competencia)** y el **IPSE** para las Zonas No Interconectadas (ZNI).

Tal como lo reconocen tanto la **Misión de Transformación Energética** como el **informe del Foro Económico Mundial**, la estabilidad institucional y regulatoria es uno de los principales activos del modelo colombiano. **Alterar su esencia podría desincentivar la inversión, generar incertidumbre jurídica, ralentizar la transición energética y afectar la prestación del servicio, especialmente en las zonas más vulnerables.**

Más allá del núcleo regulatorio, el sector presenta **debilidades estructurales derivadas de la fragmentación institucional, la dispersión normativa y la superposición de funciones entre entidades**. Un ejemplo claro es la separación legal y operativa entre el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y las Zonas No Interconectadas (ZNI), que se refleja en distintos esquemas de planeación, ejecución, financiación y regulación. Esta brecha se traduce en desigualdad estructural: mientras el SIN se ha modernizado y diversificado, las ZNI siguen enfrentando bajos niveles de cobertura, calidad e innovación.

A lo anterior se suma la **falta de articulación entre los distintos fondos y fuentes de financiación** (FAER, Fazni, Prone, Fenoge, entre otros), cada uno con su propio marco normativo, criterios de viabilidad y procesos de evaluación, lo cual genera complejidad administrativa, ineficiencia en el uso de recursos públicos y demoras significativas en la ejecución de proyectos. Como se ha señalado, muchos de estos proyectos adolecen de baja calidad técnica, ausencia de sostenibilidad financiera y débil trazabilidad.

Las recomendaciones técnicas de los diagnósticos consultados coinciden en la necesidad de **una reorganización institucional con rango legal**, que permita:

- Superar la separación artificial entre SIN y ZNI.
- Fortalecer al **IPSE como agencia nacional especializada** en estructuración, asistencia técnica

y ejecución de proyectos energéticos, dotándola de mayor flexibilidad y capacidad operativa.

- Otorgar a la **UPME la exclusividad en la función de planeación integral** y viabilidad de proyectos, evitando el solapamiento de competencias.

- Centralizar la gestión de proyectos en una **ventanilla única**, con criterios de evaluación estandarizados y un banco público de proyectos viabilizados.

- Unificar legalmente los fondos FAER y Fazni para financiar proyectos estratégicos de cobertura, sin fusionarlos con los fondos de subsidios a la demanda, dada su naturaleza distinta.

- Establecer **esquemas de remuneración que reconozcan los costos eficientes totales** de electrificación por red, microrredes o sistemas individuales, especialmente en zonas rurales dispersas.

- Mejorar el control, seguimiento y evaluación del impacto de los proyectos financiados, incorporando tecnología, interventorías especializadas y plataformas de reporte obligatorio.

En resumen, **la institucionalidad del sector energético colombiano ha sido clave para el desarrollo del país en los últimos 30 años**, y hoy constituye una ventaja comparativa frente a otros países de la región. Cualquier intento de reformarla debe partir de un diagnóstico riguroso, con un enfoque de fortalecimiento, no de desmonte. La transición energética que el país necesita debe construirse **sobre lo ya avanzado, respetando la autonomía técnica, asegurando la continuidad normativa y mejorando la coordinación entre actores públicos y privados**.

Preservar y modernizar esta institucionalidad no es un asunto menor: **es la garantía de que las decisiones en materia energética sigan guiándose por el interés general, no por intereses políticos de corto plazo**. Es, en últimas, la base sobre la cual podremos construir un sistema energético más limpio, más justo y más resiliente.

4.7. Financiación de la agenda energética: cerrar brechas, atraer inversión y asegurar sostenibilidad

Como se ha reiterado en los capítulos anteriores de esta ponencia, Colombia ha logrado consolidar un sistema eléctrico que combina cobertura, confiabilidad, calidad y sostenibilidad fiscal. Sin embargo, alcanzar una transición energética efectiva y cerrar las brechas territoriales aún pendientes exige resolver con urgencia los desafíos estructurales de la financiación. La agenda energética enfrenta una doble exigencia: garantizar el acceso universal a servicios de calidad, y al mismo tiempo, movilizar los recursos necesarios para transformar la matriz energética hacia tecnologías limpias.

En cuanto al **cierre de brechas de cobertura y mejora de calidad del servicio**, el país cuenta actualmente con múltiples fondos públicos orientados a distintos propósitos: Fazni para zonas

no interconectadas, FAER para zonas rurales del SIN, Prone para normalización de redes, Fenoge para promover energías no convencionales y eficiencia energética, FECFGN para gas natural, además de mecanismos como Obras por Impuestos, el Sistema General de Regalías (SGR) o programas regionales como Todos Somos Pacífico. No obstante, como ya se ha señalado en el capítulo 4.6 sobre institucionalidad, esta abundancia de fuentes se ha convertido en un obstáculo en sí misma.

La **multiplicidad de reglamentaciones, requisitos y criterios de viabilización**, la falta de una base unificada de información y la ausencia de una ventanilla única han provocado cuellos de botella que ralentizan la ejecución de proyectos y fragmentan los esfuerzos institucionales. En muchos casos, proyectos técnicamente viables son rechazados por una fuente sin posibilidad de traslado a otra, y los retrasos en la transferencia de recursos desde la caja fiscal han afectado el flujo operativo de empresas distribuidoras, especialmente en zonas con mayores necesidades sociales.

Por otra parte, la **baja calidad de los proyectos presentados**, sumada a la falta de esquemas claros de sostenibilidad técnica, financiera y operativa, pone en riesgo la eficacia del gasto público. Esta situación se agrava en las Zonas No Interconectadas, donde los niveles de cobertura y calidad son críticos, pero la institucionalidad encargada de estructurar soluciones –como el IPSE– carece aún de las capacidades técnicas, presupuestales y legales para liderar con éxito esa misión.

Frente a este diagnóstico, los documentos de política energética coinciden en la necesidad de **unificar legalmente los fondos FAER y Fazni**, sin fusionarlos con los destinados a subsidios de demanda (como el FSSRI o FOES), dada la diferencia de sus objetivos. También se recomienda **centralizar la estructuración de proyectos y asistencia técnica en una sola entidad fortalecida, crear un banco nacional de proyectos viabilizados con criterios homogéneos, y hacer obligatoria la inclusión de esquemas de sostenibilidad como condición de aprobación**.

El segundo gran frente de la financiación es la **movilización de inversión pública y privada para acelerar la transición energética**, especialmente hacia tecnologías como la solar, eólica, almacenamiento, eficiencia energética e hidrógeno verde. El informe del Foro Económico Mundial (WEF), citado en esta ponencia en capítulos anteriores, señala que Colombia necesita multiplicar significativamente su capacidad instalada renovable y su infraestructura de transmisión si quiere cumplir con sus metas de reducción de emisiones.

No obstante, el país enfrenta **barreras relevantes para atraer capital privado**: alto costo del capital, riesgos cambiarios, falta de mecanismos de aseguramiento para las fases tempranas de los proyectos, incentivos fiscales poco efectivos, y una

estructura de subsidios a combustibles fósiles que distorsiona la competitividad de las energías limpias.

En este contexto, el WEF ha propuesto un conjunto de medidas concretas que deberían ser consideradas en la agenda de política pública: acelerar el desmonte progresivo de subsidios a combustibles fósiles con protección social para los más vulnerables, establecer impuestos al carbono con mecanismos redistributivos, extender beneficios fiscales a nuevas tecnologías (incluyendo el hidrógeno), crear una línea de crédito especializada en hidrógeno verde en alianza con bancos multilaterales, y diseñar instrumentos de transferencia de riesgo —como seguros para proyectos de transición energética— que faciliten la bancabilidad de los proyectos emergentes.

Asimismo, es urgente **fortalecer la coordinación entre los diferentes niveles de gobierno y los actores del mercado**, alineando la planificación de expansión, los incentivos tributarios, los instrumentos financieros y los marcos regulatorios. Esto permitirá evitar duplicidades, aumentar la eficiencia del gasto público y acelerar la ejecución de proyectos estratégicos en el corto y mediano plazo.

En definitiva, la financiación de la agenda energética en Colombia **requiere reformas institucionales, ajustes regulatorios, innovación financiera y visión de largo plazo**. Asegurar que los recursos públicos lleguen de forma oportuna, focalizada y sostenible a las comunidades sin servicio, al tiempo que se movilizan inversiones privadas para transformar la matriz energética, es uno de los grandes desafíos de la próxima década. **Y es también una oportunidad: de justicia social, de desarrollo regional y de liderazgo ambiental para el país.**

4.8. Riesgos de desmontar un sistema funcional sin resolver los problemas estructurales

Como se ha demostrado a lo largo de esta ponencia, el sistema eléctrico colombiano vigente —diseñado tras la crisis del apagón de 1992 e implementado a partir de las Leyes 142 y 143 de 1994— ha sido una de las transformaciones institucionales más exitosas del país. Gracias a este modelo se logró universalizar la cobertura eléctrica, mejorar drásticamente la calidad del servicio, asegurar el suministro en condiciones climáticas y sociales adversas, y movilizar inversiones privadas y públicas sin comprometer la sostenibilidad fiscal del Estado.

Por ello, introducir reformas estructurales sin un diagnóstico claro, sin resolver previamente los cuellos de botella del sistema, y sin una alternativa institucional sólida y viable, implica **graves riesgos que el país no puede darse el lujo de asumir**.

El primer riesgo es **regresar a un pasado ineficiente, de baja cobertura y de crisis recurrentes**. Antes del nuevo modelo, el sistema eléctrico estaba altamente centralizado, politizado y financieramente insostenible. La experiencia del

apagón de 1992 dejó claro que un Estado operador, sin reglas claras ni separación de funciones, no era capaz de garantizar un servicio confiable ni de responder con oportunidad a la creciente demanda. Volver a un modelo con menor independencia técnica, con funciones regulatorias sujetas a vaivenes políticos y con menor participación del sector privado significaría desandar tres décadas de progreso y abrir la puerta a un deterioro progresivo de los indicadores clave del sector.

El segundo riesgo es **frenar la inversión y el avance del sector**. Como ya se ha señalado en capítulos anteriores, la estabilidad normativa, la claridad institucional y la previsibilidad de las decisiones regulatorias han sido condiciones necesarias para atraer inversión, ejecutar grandes obras de infraestructura y fortalecer incluso a las empresas públicas. Introducir elementos de inestabilidad normativa o institucional, como cambios frecuentes en las reglas del juego, atribuciones regulatorias poco claras o modificaciones abruptas a la composición de organismos técnicos, afectaría la confianza de los inversionistas y pondría en riesgo el desarrollo de proyectos estratégicos para garantizar la suficiencia energética y acelerar la transición.

El tercer riesgo, directamente relacionado con lo anterior, es **politizar el sector y poner en riesgo el suministro futuro**. La historia del sistema eléctrico colombiano demuestra que las decisiones técnicas, cuando están subordinadas a intereses políticos de corto plazo, terminan por debilitar las capacidades del Estado para garantizar un servicio confiable y sostenible. Como ya nos ocurrió en el pasado, abrir la puerta a una mayor discrecionalidad política en decisiones tarifarias, de regulación o de planificación puede derivar en desfinanciamiento del sector, deterioro del servicio o incluso racionamientos. Lo que está en juego no es solo la gobernanza del sistema, sino la garantía efectiva del derecho a la energía en condiciones de calidad, continuidad y seguridad.

El cuarto riesgo es **agudizar los problemas de descoordinación y fragmentación institucional ya existentes**. Como se expuso en el subcapítulo 4.6, el sistema actual presenta debilidades asociadas a la superposición de funciones entre entidades como la UPME e IPSE, la dispersión normativa y la multiplicidad de fuentes de financiación. Sin una reforma coherente que aborde estas fallas de forma integral, cualquier intento de desmontar el sistema vigente podría agravar estos problemas, generar mayor incertidumbre entre los actores del sector y aumentar el riesgo de ineficiencia o corrupción en la gestión de los recursos públicos.

Por todo lo anterior, esta ponencia considera que el verdadero desafío no es reemplazar el modelo actual, sino **ajustarlo, optimizarlo y fortalecerlo**. Las reformas necesarias para responder a los retos de cobertura, transición energética, financiamiento, consulta previa, institucionalidad y subsidios pueden y deben abordarse con modificaciones puntuales, de carácter técnico, consultadas con los actores del

sector, basadas en evidencia y alineadas con los principios que han guiado el desarrollo exitoso del sistema en las últimas tres décadas.

Modificar estructuralmente la Ley 142 de 1994 o desmontar el andamiaje institucional vigente, sin antes resolver los verdaderos problemas del sector, equivaldría a renunciar al principal activo que como sociedad hemos construido: un sistema eléctrico robusto, confiable, solidario y resiliente.

5. Análisis del Proyecto de Ley número 475 de 2024 – Cámara (220 Senado)

Esta ponencia ha planteado que el modelo eléctrico colombiano, con sus virtudes y desafíos, ha generado avances sustantivos en cobertura, calidad, sostenibilidad fiscal, estabilidad institucional e impulso a la transición energética. A partir de esta premisa, es deber del Congreso evaluar con rigurosidad toda propuesta que pretenda modificar este sistema, y más aún aquellas que introducen transformaciones estructurales, como el Proyecto de Ley número 475 de 2024 – Cámara.

El proyecto fue aprobado en el Senado bajo el número 220 de 2024, con una serie de modificaciones que –lejos de corregir los problemas estructurales que enfrenta el sector– introducen nuevos riesgos regulatorios, distorsiones institucionales y elementos de incertidumbre que pueden debilitar significativamente la gobernanza del sistema eléctrico.

Este capítulo recoge, a manera de análisis sistemático, los principales elementos del proyecto y expone las razones por las cuales se considera **inconveniente su aprobación**, con base en fundamentos constitucionales, técnicos y económicos.

5.1. Alteración de las causales y principios tarifarios sin armonía con el marco vigente (Artículo 1º del Proyecto de Ley número 475 de 2024 Cámara, 220 de 2024 Senado)

El artículo 1º del Proyecto de Ley número 475 de 2024 Cámara, 220 de 2024 Senado establece como objeto de la iniciativa la definición de “directrices para la modificación de las fórmulas tarifarias del servicio de energía eléctrica”. No obstante, al analizar el articulado en su conjunto, se advierte que varios de sus contenidos **no se relacionan directamente con el objeto declarado**. En cambio, abordan asuntos diversos como la intervención estatal en la regulación de tarifas, la reorganización institucional de la CREG, el establecimiento de techos a las utilidades de las empresas, y nuevas funciones para entidades como la UPME. Esto genera **inconsistencia normativa y una desconexión entre el propósito declarado y las disposiciones propuestas**, lo cual puede comprometer la coherencia del ordenamiento jurídico.

En relación con el contenido sustantivo del artículo 1º, se propone incorporar como principio orientador del régimen tarifario el criterio de “**sostenibilidad económica del sistema**”, sin que este se encuentre definido en la Ley 142 de 1994

ni en las demás normas que conforman el marco regulatorio de los servicios públicos domiciliarios. Esta incorporación resulta **problemática desde el punto de vista jurídico y operativo**, por al menos dos razones:

En primer lugar, el artículo 87 de la Ley 142 de 1994 ya establece con precisión los **criterios que orientan el régimen tarifario** en Colombia, entre ellos: eficiencia económica, neutralidad, solidaridad, redistribución, suficiencia financiera, simplicidad y transparencia. Estos principios fueron definidos por el legislador como el marco rector para la fijación de tarifas en servicios públicos domiciliarios, y han sido interpretados y aplicados por la jurisprudencia, los entes reguladores y las empresas del sector durante más de dos décadas. La introducción de un nuevo principio, sin una definición clara y sin armonización con los existentes, **genera incertidumbre jurídica** y podría dar lugar a interpretaciones dispares que afecten la estabilidad del sistema.

En segundo lugar, el término “sostenibilidad económica del sistema” es **conceptualmente amplio y ambiguo**, y su uso en una norma con fuerza de ley, sin delimitación técnica ni conceptual, puede abrir la puerta a intervenciones discrecionales en el régimen tarifario, debilitando el principio de autonomía técnica del regulador. En contextos polarizados o de alta presión política, tal ambigüedad puede convertirse en un **factor de inestabilidad normativa**, con consecuencias negativas para la inversión, la prestación del servicio y la confianza en el sector.

Finalmente, debe advertirse que alterar el marco de principios tarifarios, sin una revisión integral del modelo regulatorio y sin una evaluación técnica rigurosa, puede tener **efectos sistémicos no deseados**. En particular, puede impactar los mecanismos de recuperación de costos, la viabilidad financiera de los prestadores, y los instrumentos de subsidios y contribuciones que garantizan la solidaridad y la redistribución en el acceso a la energía eléctrica.

Por estas razones, **la redacción del artículo 1º resulta inconveniente y genera riesgos jurídicos, técnicos y financieros**. Una reforma en esta materia exige precisión conceptual, armonía con el marco vigente y un enfoque sistémico que garantice coherencia, estabilidad y sostenibilidad en la regulación del sector eléctrico.

5.2. Incorporación de causales ambiguas y contrarias al marco constitucional y legal vigente (Artículo 2º del Proyecto de Ley número 475 de 2024 Cámara, 220 de 2024 Senado)

El artículo 2º del proyecto de ley introduce nuevas causales para la modificación de las fórmulas tarifarias aplicables a los servicios públicos domiciliarios, las cuales resultan problemáticas tanto por su alcance como por su contenido.

En términos sustantivos, el artículo incorpora como causales para la modificación de tarifas conceptos **ambiguos, jurídicamente indeterminados y sin precedente en la normatividad sectorial**. Entre

ellos se destacan expresiones como **“inestabilidad de la tarifa”** o **“alza desmedida o súbita”**, cuya vaguedad impide una aplicación objetiva, predecible y sujeta a control técnico. Estas formulaciones podrían abrir la puerta a interpretaciones discrecionales o presiones coyunturales, socavando el principio de estabilidad regulatoria y generando **incertidumbre para las empresas prestadoras y los inversionistas del sector**.

El proyecto también desconoce el marco regulatorio vigente. Conforme a la Ley 142 de 1994, en particular su artículo 87, las metodologías tarifarias deben actualizarse periódicamente –normalmente cada cinco años– por parte de la autoridad reguladora, aplicando los criterios de eficiencia económica, neutralidad, suficiencia financiera, solidaridad, redistribución, simplicidad y transparencia. Este proceso ya contempla mecanismos de revisión y ajustes, y ha sido complementado por herramientas regulatorias como los planes de inversión, cuyo cumplimiento es monitoreado por la autoridad competente. En ese sentido, **incluir el “incumplimiento de planes de inversión” como causal de modificación tarifaria resulta innecesario y redundante**, pues ya existe un marco para evaluar, corregir o sancionar dicho incumplimiento dentro de las actuales metodologías tarifarias.

Uno de los aspectos más preocupantes del artículo es el contenido del **Parágrafo 1º**, según el cual las modificaciones tarifarias que se adopten en virtud de este artículo **“no podrán generar compromisos del Estado por posibles pérdidas en las utilidades de las empresas de servicios públicos”**. Esta disposición **desconoce de manera flagrante el artículo 90 de la Constitución Política**, el cual establece que el Estado es **patrimonialmente responsable por los daños antijurídicos causados por la acción u omisión de las autoridades públicas**. En ese sentido, una afectación arbitraria e injustificada de las reglas del mercado, que implique una pérdida patrimonial para las empresas legalmente constituidas, puede constituir un daño antijurídico susceptible de reparación. Pretender anular esta garantía constitucional mediante una norma de rango legal resulta abiertamente inconstitucional.

Adicionalmente, el artículo 2º vulnera los **principios tarifarios definidos en el artículo 367 de la Constitución y en el artículo 87 de la Ley 142 de 1994**, particularmente el principio de **suficiencia financiera**, que exige que las tarifas permitan cubrir los costos eficientes de la prestación del servicio y garantizar su sostenibilidad. Alterar las reglas de formación tarifaria sin fundamento técnico y con criterios jurídicamente inestables puede traducirse en tarifas artificialmente bajas que comprometan la viabilidad de las empresas, afecten la calidad del servicio, limiten la inversión futura y pongan en riesgo la prestación continua del servicio público domiciliario.

En síntesis, el artículo 2º del proyecto de ley introduce causales que carecen de precisión

conceptual, contradicen el régimen vigente, **debilitan la institucionalidad del regulador y socavan principios constitucionales esenciales** para la prestación de servicios públicos eficientes, sostenibles y universales. Su aprobación representaría un **grave retroceso normativo**, tanto en el diseño tarifario como en la arquitectura institucional que el país ha construido durante los últimos 30 años.

5.3. Violación del principio de responsabilidad patrimonial del Estado (Artículo 3º del Proyecto de Ley número 475 de 2024 Cámara – Modificación del parágrafo 3º del artículo 290 de la Ley 1955 de 2019)

El artículo 3º del proyecto de ley propone modificar el parágrafo tercero del artículo 290 de la Ley 1955 de 2019, con el fin de establecer que las modificaciones a las fórmulas tarifarias que se adopten **“no podrán generar compromisos del Estado por posibles pérdidas en las utilidades de las empresas de servicios públicos domiciliarios”**.

Esta disposición, tal como está redactada, **desconoce el principio de responsabilidad patrimonial del Estado**, consagrado en el artículo 90 de la Constitución Política, que establece que “el Estado responderá patrimonialmente por los daños antijurídicos que le sean imputables, causados por la acción u omisión de las autoridades públicas”.

Como se ha explicado en capítulos anteriores de esta ponencia, **las empresas de servicios públicos –sean públicas, privadas o mixtas– operan bajo un régimen regulado y en cumplimiento de unas reglas fijadas por el propio Estado**, lo que les otorga legítimas expectativas de estabilidad, protección jurídica y recuperación de inversiones. Si el Estado, mediante decisiones regulatorias o normativas, altera sustancialmente esas reglas de juego y ello ocasiona un perjuicio injustificado a las empresas, entonces **no puede exonerarse de su obligación constitucional de reparar el daño causado**.

La inclusión de esta cláusula –según la cual no podrán generarse compromisos del Estado frente a eventuales pérdidas de utilidades– **representa un intento de limitar anticipadamente el alcance de la cláusula general de responsabilidad**, lo cual es inaceptable desde el punto de vista constitucional. El artículo 90 no permite excepciones mediante ley ordinaria: su aplicación es universal para toda actuación estatal que cause un daño antijurídico.

Además, esta medida **contradice principios elementales del derecho público y de la regulación económica**. Un Estado que pretende modificar unilateralmente las condiciones del mercado, imponer nuevas obligaciones o alterar la base tarifaria sobre la que se sustenta la prestación de servicios esenciales, sin reconocer que tales decisiones pueden tener efectos patrimoniales que deben ser reparados, **socava la confianza del sector productivo, debilita la estabilidad jurídica y desincentiva la inversión pública y privada**.

Más aún, el hecho de que esta cláusula pretenda elevarse al nivel legal sugiere que **el propio legislador es consciente de que las medidas contempladas en el proyecto de ley pueden generar perjuicios significativos**, pero en lugar de abordar tales impactos con medidas de mitigación o compensación, se opta por una solución que **vulnera directamente el orden constitucional**.

En conclusión, el artículo 3º del Proyecto de Ley número 475 de 2024 Cámara resulta **inconstitucional y profundamente inconveniente**, al pretender sustraer al Estado de su deber de reparar los daños que pueda causar con su acción normativa. Lejos de generar estabilidad o certeza, introduce una peligrosa señal de imprevisibilidad e irresponsabilidad institucional que pone en riesgo no solo la confianza en el sistema de prestación de servicios públicos, sino también los principios fundamentales del Estado Social de Derecho.

5.4. Riesgos para la sostenibilidad del servicio en la región Caribe (Artículo 4º del Proyecto de Ley número 475 de 2024 Cámara – Modificación del artículo 318 de la Ley 1955 de 2019)

El artículo 4º del Proyecto de Ley número 475 de 2024 Cámara propone modificar sustancialmente el artículo 318 de la Ley 1955 de 2019, el cual estableció un régimen transitorio especial para asegurar la sostenibilidad y eficiencia en la prestación del servicio de energía eléctrica en la región Caribe tras la intervención de Electricaribe S. A. E.S.P.

La modificación planteada **desconoce el contexto regulatorio y jurídico bajo el cual se implementó la solución empresarial a través de los nuevos operadores (Afinia y Aire)**, y genera serios riesgos de seguridad jurídica. En su versión vigente, el artículo 318 permitió establecer un marco regulatorio especial para facilitar el tránsito ordenado desde una empresa intervenida hacia un nuevo modelo de prestación del servicio, basado en operadores regionales con metas claras de inversión, reducción de pérdidas y mejora en la calidad del servicio. Alterar ese régimen **antes de que se haya definido una solución estructural para el operador Aire –actualmente en proceso de liquidación– implica un salto en el vacío** que compromete la estabilidad de la prestación en zonas ya marcadas por fragilidades estructurales.

En segundo lugar, el nuevo texto propuesto **elimina de forma anticipada un incentivo fundamental del esquema regulatorio: la posibilidad de trasladar parcialmente al usuario el costo asociado a las pérdidas no técnicas cuando estas se reduzcan mediante inversión empresarial**. Este mecanismo, que ya está regulado por la CREG, actúa como un incentivo para que las empresas ejecuten inversiones orientadas a combatir el fraude y mejorar la eficiencia del sistema. Si se elimina esta herramienta sin una fuente alternativa clara de financiación, se debilita el modelo económico del operador y se ponen en riesgo las

inversiones necesarias para reducir las pérdidas que afectan la sostenibilidad del servicio.

Además, el artículo propuesto **desconoce que actualmente existen indicadores regulatorios definidos por la CREG para medir la calidad del servicio y las pérdidas técnicas y no técnicas**, así como esquemas de incentivos y sanciones por incumplimiento. La idea de imponer una nueva fórmula tarifaria y nuevos indicadores en un plazo de tres meses, como lo plantea el párrafo primero del artículo, no solo **invade la autonomía técnica de la CREG**, sino que también pasa por alto los **procedimientos de participación ciudadana obligatorios** definidos por la Corte Constitucional (Sentencia C-150 de 2003), necesarios para modificar las metodologías tarifarias.

Desde el punto de vista constitucional y técnico, el artículo vulnera la autonomía regulatoria y rompe principios básicos del marco tarifario establecidos en las Leyes 142 y 143 de 1994, como el de suficiencia financiera. Eliminar cualquier posibilidad de traslado tarifario de las pérdidas no técnicas, aun cuando hayan sido reducidas mediante inversiones verificables, **afecta gravemente la viabilidad económica de los prestadores y desincentiva nuevas inversiones**, especialmente en una región donde los retos operativos, financieros y sociales siguen siendo críticos.

Finalmente, no puede pasarse por alto que esta disposición fue redactada **antes de que se decretara la toma de posesión con fines liquidatorios de Aire por parte de la Superintendencia de Servicios Públicos**, lo que evidencia que no responde a un diagnóstico actualizado del estado del sistema en la región Caribe. Por el contrario, introduce nuevas reglas en un momento en el que el Gobierno nacional aún no ha diseñado una solución empresarial clara para garantizar la prestación en las zonas que hoy están bajo responsabilidad de dicho operador.

En suma, el artículo 4 del proyecto no solo **representa un retroceso en la construcción de soluciones estructurales para la región Caribe**, sino que introduce distorsiones regulatorias, debilita los incentivos a la eficiencia, desconoce las herramientas existentes de monitoreo y control, y compromete la sostenibilidad financiera del servicio en una de las regiones más vulnerables del país.

5.5. Desconocimiento de la regulación vigente sobre seguimiento de inversiones (Artículo 5º del Proyecto de Ley número 475 de 2024 Cámara)

El artículo 5º del Proyecto de Ley número 475 de 2024 Cámara establece la obligación para la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) de llevar a cabo una revisión periódica de los planes de inversión, mejoramiento y mantenimiento de las empresas del sector eléctrico, con el fin de reducir las pérdidas técnicas y no técnicas, así como de presentar un informe anual al Congreso sobre los resultados de dicha revisión.

Aunque a primera vista esta disposición puede parecer razonable, **lo cierto es que desconoce por**

completo los mecanismos ya existentes en la regulación vigente, en particular en la **Resolución CREG 015 de 2018**, que regula la actividad de distribución de energía eléctrica. Esta resolución ya contempla un **régimen detallado de seguimiento, verificación y ajuste de ingresos reconocidos a las empresas**, con base en la ejecución o no ejecución de los planes de inversión comprometidos en los marcos tarifarios aprobados.

En efecto, la metodología tarifaria vigente permite que, si una empresa no ejecuta las inversiones previstas, se ajusten a la baja los ingresos que le han sido reconocidos, y por tanto, las tarifas que puede cobrar. Asimismo, se realizan auditorías técnicas y financieras para verificar el cumplimiento de los compromisos de mejora de calidad, expansión de infraestructura y reducción de pérdidas. Es decir, **la CREG ya tiene no solo la competencia, sino los instrumentos normativos y operativos para hacer seguimiento periódico a las inversiones de las empresas del sector eléctrico**, sin que sea necesario que una ley lo imponga de forma general y redundante.

Más aún, el artículo introduce una obligación adicional para la CREG de presentar informes anuales al Congreso, sin prever recursos adicionales ni definir con claridad el alcance técnico, metodológico ni institucional de esa tarea. Esto puede generar una **carga operativa innecesaria y distorsionar el principio de independencia técnica del regulador**, al someter sus decisiones a un escrutinio político periódico, que en muchos casos puede convertirse en presión indebida.

Como se ha expuesto en capítulos anteriores de esta ponencia, **las funciones de planeación, regulación, operación y vigilancia del sector eléctrico están diferenciadas por diseño institucional desde las Leyes 142 y 143 de 1994**, precisamente para evitar conflictos de interés, superposición de funciones y politización de decisiones técnicas. Cargar a la CREG con nuevas tareas ya cubiertas en su regulación vigente, y establecer reportes periódicos que pueden duplicar esfuerzos o desviar la función regulatoria hacia lo informativo, **no mejora la eficiencia del sistema ni resuelve los problemas estructurales del sector**, sino que añade ruido e incertidumbre innecesarios.

En síntesis, el artículo 5° **es innecesario desde el punto de vista técnico, improcedente desde el punto de vista normativo, e inconveniente desde el punto de vista institucional**. En lugar de fortalecer las herramientas ya existentes para hacer seguimiento a las inversiones, introduce una disposición superflua que puede debilitar la función reguladora al mezclar competencias y sobrecargar procesos que hoy funcionan con criterios técnicos claros y efectivos.

5.6. Afectación a la integralidad de la factura y riesgos para la prestación de otros servicios públicos (Artículo 6° del Proyecto de Ley número 475 de 2024 Cámara)

El artículo 6° del proyecto establece la prohibición general de incluir cobros de terceros en

la factura del servicio de energía eléctrica, con la única excepción de las obligaciones de naturaleza tributaria autorizadas por ley. Además, ordena a los municipios y distritos evaluar en el plazo de un año la viabilidad de exonerar del cobro de alumbrado público a los estratos 1 y 2, y dispone que las facturas deberán permitir el pago independiente de cada servicio o concepto facturado, mediante tecnologías de dispersión inmediata.

Aunque la intención declarada es facilitar el acceso equitativo a los servicios básicos y garantizar mayor transparencia en los pagos, esta disposición **desconoce aspectos esenciales del diseño y operación del sistema de facturación de los servicios públicos domiciliarios en Colombia** y pone en riesgo la sostenibilidad de servicios fundamentales, especialmente los de saneamiento básico.

En primer lugar, **la prohibición general de cobros de terceros desconoce que la facturación conjunta de servicios públicos está expresamente permitida y regulada por el artículo 147 de la Ley 142 de 1994**, el cual establece que los servicios de acueducto, alcantarillado y aseo, por sus implicaciones sanitarias y ambientales, **no pueden ser pagados por separado ni suspendidos individualmente**. Esta facturación integrada ha sido una herramienta efectiva para garantizar la continuidad del servicio de saneamiento básico, especialmente en zonas donde los niveles de recaudo son críticos y la dispersión de facturación aumentaría significativamente los costos operativos.

En segundo lugar, **la eliminación de los cobros autorizados de terceros afectaría negativamente a poblaciones de bajos ingresos**, especialmente en sectores rurales o urbanos no bancarizados, al limitar su acceso a bienes y servicios complementarios que hoy pueden pagar de forma centralizada y confiable a través de la factura de servicios públicos. Esta posibilidad ha contribuido a reducir el uso de mecanismos informales de crédito como el “gota a gota”, cuyas tasas de interés mensuales pueden superar el 30%, exponiendo a las familias a ciclos de endeudamiento y riesgos de seguridad. La inclusión financiera a través de la factura de servicios públicos ha sido un instrumento de inclusión social, con reglas especiales de protección al consumidor que ya regulan la transparencia, voluntariedad y límites de dichos cobros.

Entercer lugar, el artículo introduce una regulación sobre el **servicio público de alumbrado público**, proponiendo exoneraciones para los estratos 1 y 2 sin ningún análisis técnico ni estimación del impacto fiscal. Esta medida no solo implica una **interferencia en un servicio distinto al de energía eléctrica**, que tiene su propia regulación y estructura tributaria, sino que también **refuerza la violación al principio de unidad de materia**, reiteradamente observada a lo largo del articulado del proyecto. Adicionalmente, se crea una expectativa de gratuidad en un servicio

financiado en parte por el impuesto de alumbrado público, sin establecer un mecanismo de sustitución fiscal o compensación para los municipios.

Finalmente, la exigencia de que las facturas permitan el pago independiente de cada concepto, con dispersión inmediata de recursos y múltiples canales de pago, **no tiene en cuenta la realidad tecnológica y financiera de muchos prestadores de servicios públicos, especialmente pequeños operadores en zonas rurales o intermedias.** Implementar estos cambios requeriría inversiones considerables en sistemas de información, facturación electrónica y conciliación bancaria, cuyos costos no son reconocidos por la tarifa y que podrían poner en riesgo la sostenibilidad de los prestadores.

En suma, el artículo 6° **afecta negativamente la eficiencia operativa del sistema de servicios públicos, desconoce normas vigentes de jerarquía superior, vulnera principios constitucionales como el de unidad de materia y plantea medidas de alto impacto fiscal y operativo sin los análisis técnicos correspondientes.** Lejos de mejorar el acceso a servicios, este tipo de disposiciones puede generar una disrupción innecesaria en un sistema que, si bien perfectible, ha demostrado ser funcional, especialmente para los sectores más vulnerables de la población.

5.7. Desconocimiento del régimen legal de los contratos de prestación del servicio (Artículo 7° del Proyecto de Ley número 475 de 2024 Cámara)

El artículo 7° del proyecto establece que “los operadores del servicio de energía eléctrica deberán priorizar la correcta prestación y el mantenimiento óptimo de los servicios ofrecidos” y que “la falta de cumplimiento en este sentido podrá llevar a la terminación unilateral de los contratos de prestación del servicio, conforme a las disposiciones y procedimientos establecidos por la normativa vigente”.

Aunque la intención aparente de esta disposición es reforzar la obligación de los prestadores de garantizar un servicio eficiente, **la norma propuesta incurre en una serie de imprecisiones y contradicciones con el marco jurídico vigente, particularmente con lo establecido en la Ley 142 de 1994.**

En primer lugar, **el artículo desconoce que el deber de prestar el servicio con buena calidad ya está consagrado en la ley como una de las obligaciones esenciales de los prestadores.** En efecto, el artículo 136 de la Ley 142 de 1994 establece que el contrato de servicios públicos –celebrado bajo condiciones uniformes– tiene por objeto garantizar al usuario la prestación continua, eficiente y de buena calidad del servicio. La ley establece con claridad que este contrato impone deberes tanto a los usuarios como a las empresas, y que el incumplimiento de las obligaciones por parte del prestador tiene consecuencias jurídicas ya reguladas.

En segundo lugar, **los artículos 136 a 142 de la Ley 142 de 1994 desarrollan en detalle las causales, procedimientos y efectos de la terminación del contrato de servicios públicos,** incluyendo causales imputables al usuario, a la empresa o por decisión bilateral. Entre ellas se encuentra el retiro del servicio por fallas graves y reiteradas en la calidad del mismo, pero bajo condiciones que garanticen la protección del usuario y la continuidad del servicio, especialmente por tratarse de un derecho de interés público esencial.

La redacción del artículo 7°, en cambio, **plantea de forma ambigua la posibilidad de una terminación unilateral del contrato por parte de la empresa cuando no se preste el servicio adecuadamente,** lo cual podría llevar al absurdo jurídico y operativo de dejar a los usuarios sin servicio por responsabilidad del propio prestador. Esta redacción, además de ser confusa, contradice el principio constitucional de continuidad del servicio público y podría dar pie a decisiones arbitrarias que afectarían a los usuarios, especialmente en zonas donde no existen múltiples opciones de prestadores.

Por último, resulta innecesario crear una nueva disposición legal con este propósito, **pues el régimen vigente ya establece un marco suficiente y garantista para asegurar que las empresas cumplan con estándares de calidad,** y les otorga facultades a las autoridades competentes –como la Superintendencia de Servicios Públicos– para intervenir, sancionar o incluso ordenar la liquidación de empresas que incumplan de manera grave y reiterada con sus obligaciones.

En síntesis, el artículo 7° del proyecto introduce una disposición **innecesaria, contradictoria con el marco legal vigente y potencialmente riesgosa para la garantía de continuidad en la prestación del servicio de energía eléctrica.** Antes que mejorar la protección al usuario, genera incertidumbre jurídica sobre la estabilidad de la relación contractual y podría abrir la puerta a abusos por parte de operadores poco comprometidos.

5.8. Regulación legal innecesaria y rígida sobre retribución por autogeneración (Artículo 8° del Proyecto de Ley número 475 de 2024 Cámara)

El artículo 8° del proyecto establece que las empresas prestadoras del servicio de energía eléctrica estarán obligadas a retribuir a los usuarios autogeneradores el valor efectivo de la energía que estos suministren a la red de distribución, equivalente al valor real de mercado. Además, se prevé que, a solicitud del usuario, dicho pago deberá hacerse en dinero dentro de un plazo de 30 días calendario.

Aunque el propósito de esta disposición podría parecer coherente con el impulso a la participación ciudadana en la transición energética, **la redacción propuesta incurre en un desconocimiento del marco regulatorio vigente** y plantea riesgos importantes para la flexibilidad, estabilidad y sostenibilidad del sistema.

En primer lugar, **ya existe una regulación especializada sobre el tratamiento y remuneración de los excedentes de energía autogenerada**, definida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Actualmente, los autogeneradores pueden entregar excedentes a la red y recibir una compensación al precio de bolsa, que refleja el valor del mercado en condiciones de oferta y demanda. Este esquema ha sido desarrollado en detalle por la CREG a través de resoluciones técnicas, considerando variables como la ubicación, los costos de conexión, las condiciones del sistema y la evolución tecnológica.

En segundo lugar, **el establecimiento de estas reglas mediante una Ley resulta inconveniente por su carácter rígido y poco adaptable a los cambios del sector**. La remuneración de excedentes debe ser objeto de regulación técnica que pueda actualizarse de manera ágil conforme evolucionan las condiciones del mercado eléctrico, las capacidades de medición, la penetración de tecnologías distribuidas y los modelos de negocio emergentes. **Legislar sobre estos aspectos impide a la CREG ejercer con flexibilidad su función de regulación y adaptación normativa**, lo cual puede convertirse en un obstáculo para el desarrollo ordenado del sistema de autogeneración y del mercado en general.

Además, la disposición obliga a realizar el pago en dinero dentro de un plazo de 30 días calendario a solicitud del usuario, sin considerar aspectos operativos, administrativos ni financieros de los agentes del mercado. **Imponer esta obligación de forma general y sin atender a las capacidades de las empresas, especialmente las más pequeñas o aquellas que operan en zonas vulnerables, podría generar riesgos financieros** y afectar la sostenibilidad del servicio.

En suma, el artículo 8º desconoce que ya existe un marco regulatorio técnico y vigente para la remuneración de excedentes de energía y **pretende fijar por Ley aspectos que deben estar sujetos a un enfoque regulatorio especializado, flexible y adaptable**. De mantenerse esta redacción, no solo se limita la capacidad de actualización normativa de la CREG, sino que se introduce rigidez en un aspecto crucial para el desarrollo de modelos distribuidos de generación y participación ciudadana en la transición energética.

5.9. Riesgos para la idoneidad y funcionamiento de la CREG (Artículo 9º del Proyecto de Ley número 475 de 2024 Cámara)

El artículo 9º del proyecto modifica los requisitos para ser comisionado de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), órgano técnico fundamental en la estructura del sector eléctrico colombiano. Aunque el objeto del proyecto es establecer directrices para la modificación de fórmulas tarifarias, este artículo introduce cambios de fondo en la conformación institucional de la CREG que resultan inconvenientes, incoherentes y potencialmente regresivos para el sistema.

En primer lugar, **se reduce el umbral de experiencia técnica exigido para ser comisionado experto**, pasando de seis (6) a solo tres (3) años. Esta modificación diluye el carácter altamente especializado que ha distinguido históricamente a la CREG, y que ha sido una de las claves de su credibilidad y legitimidad ante los agentes del sector, los inversionistas y la ciudadanía. En un contexto de creciente complejidad técnica, transformación energética y necesidad de regulación sofisticada para nuevas tecnologías, **reducir la experiencia requerida para integrar el órgano regulador resulta un contrasentido institucional y una señal negativa para el sector**.

En segundo lugar, el artículo establece que la CREG estará conformada por un número par de comisionados, lo cual **puede generar empates y bloqueos en la toma de decisiones** dentro de un cuerpo colegiado que depende del consenso técnico para adoptar normas regulatorias. Esta modificación afecta directamente la eficiencia del proceso de producción normativa, y abre la puerta a la parálisis regulatoria en momentos críticos.

Adicionalmente, el artículo propone incluir en la CREG a un representante de las ligas de usuarios, **sin establecer criterios claros sobre el proceso de elección, los requisitos de idoneidad ni el alcance de su participación**. Esta omisión genera incertidumbre sobre el rol de dicho representante en la adopción de decisiones regulatorias y puede dar lugar a la politización de un órgano que debe mantenerse técnico, imparcial y orientado al interés general. La inclusión de la voz de los usuarios en el diseño de política pública es deseable, pero debe hacerse con reglas claras y mecanismos participativos que garanticen representatividad y transparencia, sin afectar el perfil técnico que requiere un regulador sectorial.

En resumen, este artículo **no guarda relación directa con el objeto del proyecto y desconoce el principio de unidad de materia**, al introducir reformas institucionales profundas sin una justificación técnica adecuada. Además, **debilita el carácter técnico de la CREG, pone en riesgo su capacidad regulatoria y aumenta la posibilidad de bloqueos en su funcionamiento interno**, afectando la estabilidad regulatoria que el sector requiere para avanzar en la transición energética y garantizar la sostenibilidad del servicio.

5.10. Desconocimiento de la regulación vigente sobre pérdidas técnicas y no técnicas (Artículo 10 del Proyecto de Ley número 475 de 2024 Cámara)

El artículo 10 del proyecto establece que las empresas prestadoras del servicio de energía eléctrica estarán obligadas a presentar y ejecutar planes de reducción de pérdidas técnicas y no técnicas, con metas cuantificables y medidas específicas. Asimismo, asigna a la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) la supervisión de estos planes, y ordena a las empresas evidenciar resultados mediante informes semestrales. Finalmente, dispone que la factura de energía debe

desglosar los componentes tarifarios, incluyendo las pérdidas, para efectos de transparencia.

Aunque los objetivos de eficiencia y transparencia son deseables, este artículo **desconoce de manera sustancial la regulación vigente en la materia**, en particular la **Resolución CREG 015 de 2018**, que ya contempla un marco detallado para el seguimiento, gestión y remuneración de las pérdidas en la actividad de distribución de energía eléctrica.

Actualmente, las empresas están **obligadas a formular y ejecutar planes de gestión de pérdidas** como condición para la aprobación de sus ingresos tarifarios. Dichos planes son evaluados y ajustados anualmente por la CREG, en función de los resultados obtenidos. El regulador ya establece incentivos y penalidades según el cumplimiento de estos planes, y dispone de herramientas técnicas para hacer seguimiento y aplicar correctivos en caso de incumplimiento. Por tanto, **el artículo resulta redundante y reglamentario**, lo que va en contravía del principio de separación entre ley y regulación técnica.

Más grave aún, el proyecto **omite una diferenciación fundamental**: mientras que las pérdidas técnicas (propias del diseño y operación de la red) pueden ser gestionadas por las empresas, las **pérdidas no técnicas (derivadas de conexiones ilegales, fraude o vandalismo)** son el resultado de factores exógenos, muchas veces vinculados a problemáticas estructurales de informalidad, conflictividad social y debilidad institucional. Pretender que las empresas asuman responsabilidad directa sobre estas pérdidas, sin considerar su origen y contexto, **desconoce la realidad operativa del sistema**, pone en riesgo su viabilidad financiera, y desincentiva la operación en territorios de alta complejidad.

Por otra parte, si bien la transparencia en la facturación es un principio que debe promoverse, **la exigencia legal de desglosar en la factura los componentes tarifarios, incluidas las pérdidas, ya se encuentra regulada** por la CREG a través de las resoluciones sobre contenido y estructura de la factura. Incluirlo como mandato legal, sin precisar alcances ni criterios, introduce el riesgo de distorsiones en la percepción del usuario sin necesariamente mejorar la comprensión del sistema tarifario.

En suma, el artículo 10 desconoce la normativa vigente, **impone obligaciones ya existentes como si fueran nuevas**, y **traslada responsabilidades operativas sobre hechos no imputables a las empresas**, generando inseguridad jurídica e incertidumbre regulatoria. Además, al entrar en detalles propios de la competencia del regulador, incurre en una **invasión de competencias técnicas**, afectando el principio de autonomía regulatoria que ha sido esencial para la estabilidad del sistema eléctrico colombiano.

5.11. Clasificación climática sin soporte técnico ni viabilidad operativa (Artículo 11 del Proyecto de Ley número 475 de 2024 Cámara)

El artículo 11 del proyecto propone establecer una clasificación climática para todos los municipios del país con base en variables como temperatura, humedad relativa y altitud, con el fin de que esta clasificación sirva de insumo para definir el consumo básico de subsistencia y el umbral de consumo de lujo en energía eléctrica.

Aunque el objetivo de reconocer las diferencias climáticas para efectos de consumo energético podría tener sentido desde una perspectiva de equidad, **la propuesta carece de sustento técnico y metodológico**. El artículo no presenta evidencia científica ni respaldo institucional que justifique los umbrales definidos ni la relación directa entre las categorías climáticas propuestas y el consumo real de energía en los hogares colombianos.

Además, **desconoce las dificultades operativas y técnicas para implementar una clasificación climática estática**, dada la **alta variabilidad climática del país**. Las condiciones de temperatura, humedad y altitud varían no solo entre municipios, sino también dentro de ellos, a lo largo del día y en función de múltiples factores geográficos y estacionales. Intentar definir por ley una clasificación rígida basada en promedios puede conducir a distorsiones y a una implementación ineficiente de los subsidios o contribuciones tarifarias, sin lograr el objetivo de focalizar adecuadamente el consumo esencial.

También se pasa por alto que **actualmente ya cursan propuestas técnicas de reglamentación sobre este mismo tema**, lideradas por entidades como la UPME y el DANE, que vienen trabajando en metodologías más robustas para caracterizar el consumo energético por zonas geográficas, considerando la eficiencia energética, las tecnologías disponibles, el comportamiento de la demanda y las condiciones climáticas específicas de cada territorio. Imponer desde el legislativo una fórmula genérica y descontextualizada **desconoce estos avances técnicos** y podría incluso bloquear el desarrollo de mejores instrumentos de política pública.

Finalmente, al vincular esta clasificación con la determinación del consumo básico de subsistencia y del consumo “de lujo”, el proyecto introduce riesgos de inequidad y de distorsión en el diseño tarifario. Definir legalmente categorías que podrían incidir en los subsidios y contribuciones sin un análisis riguroso de impacto social, fiscal y técnico, **puede generar efectos contraproducentes tanto en el acceso como en la sostenibilidad del sistema tarifario**.

En conclusión, el artículo 11 del proyecto de ley plantea una clasificación climática arbitraria, sin base técnica, sin articulación con los desarrollos normativos existentes, y con un alto potencial de generar confusión, ineficiencia y desigualdad en la prestación del servicio público de energía eléctrica.

5.12. Definiciones sin sustento técnico y con objetivos imprecisos (Artículo 12 del Proyecto de Ley número 475 de 2024 Cámara)

El artículo 12 del proyecto de ley modifica el artículo 1º de la Ley 143 de 1994 para introducir nuevas definiciones: **“Consumo básico de subsistencia” (CBS)** y **“Consumo máximo de lujo” (CML)**. Aunque la intención aparente es establecer rangos de consumo que orienten la política tarifaria y promuevan el uso racional de la energía, el contenido del artículo presenta serias debilidades de forma y fondo.

En primer lugar, **la definición del consumo básico de subsistencia (CBS)** ya ha sido asignada, en el marco normativo vigente, a la **Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME)**. De hecho, esta entidad se encuentra actualmente adelantando estudios técnicos para determinar los valores adecuados de consumo de subsistencia que reflejen las condiciones climáticas, socioeconómicas y de eficiencia energética de los distintos territorios del país. Al imponer una definición legal, **se interfiere con un proceso técnico en curso y se debilita la autonomía de una entidad especializada**, desconociendo además las facultades que ya le otorgan tanto la Ley 142 como la Ley 143 de 1994.

En segundo lugar, la propuesta de crear un concepto de **“Consumo máximo de lujo” (CML)** resulta **ambigua y carente de justificación técnica o normativa**. El proyecto lo define como aquel consumo que triplica el consumo básico de subsistencia, sin explicar con qué propósito se introduce esta categoría ni cuáles serían sus efectos concretos en el sistema tarifario, regulatorio o tributario. ¿Se busca restringir, penalizar o desincentivar este consumo? ¿Tendrá implicaciones en subsidios, impuestos o asignación de recursos? Ninguna de estas preguntas encuentra respuesta en el articulado, lo cual genera incertidumbre jurídica y operativa.

El parágrafo final, que le ordena a la UPME definir en seis meses **“el nivel de consumo indispensable”** para usuarios vulnerables, **repite mandatos que ya forman parte de sus competencias ordinarias**. Sin embargo, el plazo arbitrario y la falta de coordinación con los estudios en curso podrían comprometer la calidad y legitimidad de los resultados.

En suma, este artículo, al igual que el artículo 11 del mismo proyecto, **introduce conceptos mal definidos, sin sustento técnico, con objetivos regulatorios poco claros y con implicaciones administrativas y operativas mal valoradas**. Antes que contribuir a la equidad o al uso racional de la energía, estas propuestas introducen **confusión, cargas innecesarias y riesgos de fragmentación normativa** en un sistema que, como se ha expuesto a lo largo de este informe, requiere ajustes técnicos más que reformas legales imprecisas.

5.13. Intervención inconstitucional en las utilidades del sector energético (Artículo 13 del

Proyecto de Ley número 475 de 2024 Cámara – Modifica el artículo 22 de la Ley 143 de 1994)

El artículo 13 del Proyecto de Ley número 475 de 2024 Cámara modifica el **artículo 22 de la Ley 143 de 1994**, relativo a los costos de la regulación, una norma cuyo alcance ha estado históricamente limitado al cubrimiento de los costos del servicio de regulación por parte de las entidades sometidas a dicha vigilancia. Sin embargo, el texto propuesto desborda sustancialmente ese marco, introduciendo **disposiciones ajenas a la finalidad original del artículo**, con implicaciones jurídicas, económicas e institucionales profundamente preocupantes.

El primer inciso, que reitera la obligación de las entidades reguladas de financiar los costos de la regulación, **mantiene el espíritu original del artículo 22**. No obstante, los **parágrafos introducidos, en especial el Parágrafo 2º**, incorporan una figura completamente nueva: **la fijación de un tope anual a las ganancias de todas las empresas del sector energético**, con base en un esquema que sería determinado por el Ministerio de Minas y Energía, la Superintendencia de Servicios Públicos y la ASIC, apoyados en estudios de la UPME.

Además, el proyecto dispone que, en los casos en que una empresa exceda ese tope de ganancia, **el excedente será trasladado a una cuenta única orientada a aliviar las tarifas de comunidades vulnerables**, lo que introduce de facto un mecanismo de redistribución forzada de utilidades.

Esta medida **desconoce los principios fundamentales de la Constitución Política de Colombia**, en particular:

El derecho a la propiedad privada (Artículo 58), pues limita arbitrariamente las utilidades empresariales, afectando el legítimo retorno sobre la inversión.

La libertad económica y de empresa (Artículo 333), al establecer un control de ganancias que no obedece a un régimen de excepción ni a una justificación basada en razones de interés público impostergable.

Los principios que rigen la prestación de los servicios públicos (Artículos 365 a 370), que promueven la sostenibilidad financiera, la eficiencia y la competencia, y no la intervención económica directa e indiscriminada.

Además, el mecanismo de apropiación de excedentes para financiar tarifas **equivale a la creación de un tributo**, sin cumplir con las exigencias del **principio de legalidad tributaria** (Artículo 338 de la C. P.) ni con el trámite especial que este tipo de medidas exige. Se trataría de una contribución parafiscal encubierta, sin estudio de impacto fiscal, ni claridad sobre su administración, destinación o control.

A esto se suman otras disposiciones contenidas en el artículo, como la obligación de publicar los

costos de generación del kWh o la exclusión de pérdidas técnicas de la tarifa, que resultan **ajenas al objeto del artículo 22** y que deben ser materia de análisis técnico y regulación específica, no de legislación directa.

En síntesis, el artículo 13 del proyecto de ley **desnaturaliza completamente el objeto del artículo 22 de la Ley 143 de 1994**, introduciendo mecanismos de intervención económica directa, sin el respaldo técnico, jurídico ni constitucional necesario. Su aprobación implicaría una **afectación grave a la seguridad jurídica**, a la confianza inversionista y a los principios esenciales del régimen de servicios públicos, además de representar una expropiación indirecta sin compensación ni justificación suficiente.

5.14. Intervención regresiva en la planeación energética (Artículo 14 del Proyecto de Ley número 475 de 2024 Cámara – Modificación del artículo 12 de la Ley 143 de 1994)

El artículo 14 del Proyecto de Ley número 475 de 2024 Senado propone modificar el artículo 12 de la Ley 143 de 1994, el cual establece las bases de la planeación energética de largo plazo del país. Dicha propuesta representa un cambio estructural en el modelo que ha regido el desarrollo del Sistema Interconectado Nacional (SIN) durante los últimos 30 años, y que ha permitido alcanzar avances notables en cobertura (del 70% al 96%), calidad y continuidad del servicio, sin que Colombia haya tenido que enfrentar apagones generalizados desde la crisis de 1992.

En particular, el artículo busca transitar de un modelo de planeación indicativa, donde el Estado define escenarios y condiciones habilitantes para que el sector privado identifique oportunidades, hacia una **planeación centralizada y prescriptiva**, que impone **tecnologías específicas, ubicaciones geográficas determinadas y restricciones ambientales adicionales**, sin soporte técnico claro. Esta transformación **restringe la competencia entre tecnologías**, limita la innovación y termina eliminando los incentivos para que los usuarios y el sistema se beneficien de la eficiencia relativa entre distintas fuentes y soluciones.

Además, el texto propuesto **elimina el reconocimiento explícito de la confiabilidad y la seguridad energética** como prioridades del proceso de planeación. En el contexto actual –caracterizado por un **creciente riesgo de insuficiencia de generación**, como ha advertido XM en su más reciente informe al Consejo Nacional de Operación (CNO)– este tipo de omisiones debilita la capacidad institucional para garantizar un sistema robusto, flexible y preparado para responder a eventos extremos como el fenómeno de El Niño.

La modificación también introduce obligaciones adicionales para la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), como la delimitación territorial de tecnologías de generación, el diseño obligatorio de planes de generación y la evaluación previa de

riesgos climáticos y ambientales. Estas nuevas tareas **desnaturalizan el papel técnico-planificador de la UPME**, que debe operar como entidad de análisis y coordinación estratégica, no como agencia ejecutora o sancionatoria. Además, el artículo establece que los planes de generación serán “de obligatorio cumplimiento”, lo que implica una regresión hacia una planeación vertical y rígida que va en contravía del modelo colombiano de libre iniciativa bajo condiciones de competencia regulada.

La acumulación de nuevas funciones en la UPME, sin un estudio serio de cargas laborales y capacidades institucionales, también representa un riesgo operativo. La entidad ya tiene bajo su responsabilidad funciones clave como la elaboración de los Planes de Expansión de Generación y Transmisión, el diseño de subastas de energía a largo plazo, la formulación del Plan Nacional de Energización Rural, el monitoreo del comportamiento del mercado, y ahora, también, el análisis climático y la certificación de condiciones para la utilidad pública de proyectos. **Asignarle más tareas sin fortalecer su planta técnica y operativa puede ralentizar aún más la tramitología en momentos en que el país necesita acelerar la ejecución de proyectos**, especialmente cuando la oferta crece a un ritmo inferior al de la demanda.

Según el más reciente informe de la propia UPME, **la demanda de energía eléctrica crecerá en promedio 2,83% anual hasta 2038**, impulsada por factores como el aumento de los grandes consumidores, la expansión de la movilidad eléctrica y la generación distribuida. Este crecimiento, si no es acompañado de una expansión proporcional de la oferta, **podría llevar al país a enfrentar racionamientos si se presenta un nuevo fenómeno de El Niño antes de 2027**, como lo han advertido también XM y el Consejo Nacional de Operación.

En este contexto, más que imponer restricciones adicionales, el país necesita una planeación energética **estratégica, flexible y técnicamente fundamentada**, que articule los objetivos de suficiencia, confiabilidad, sostenibilidad y justicia territorial. El artículo 14, al desdibujar el balance entre estos objetivos, **debilita la confianza del sector privado, frena la inversión, y limita la capacidad institucional del Estado para responder con eficiencia a las necesidades presentes y futuras del sistema energético colombiano**.

6. Una transición energética no se decreta, se construye

El Presidente de la República ha planteado como uno de los pilares de su administración una **transición energética justa**, orientada a diversificar la matriz, descarbonizar progresivamente la economía y cerrar brechas territoriales en el acceso a la energía. Esta meta es compartida ampliamente por múltiples sectores del país, que reconocen la necesidad de avanzar hacia un modelo energético más limpio, equitativo y resiliente. Sin embargo,

para que la transición sea efectiva y sostenible, **no basta con declaraciones políticas o reformas legales sin fundamento técnico**. Se requiere una arquitectura institucional robusta, reglas de juego estables, capacidades estatales fortalecidas y una relación de confianza con el sector productivo y con las comunidades.

En este contexto, el contenido del Proyecto de Ley número 475 de 2024 Senado –en lugar de facilitar la transición– podría **socavar muchos de los avances construidos durante tres décadas y obstaculizar el desarrollo de nuevas soluciones energéticas**. Varios de sus artículos introducen señales contradictorias que afectan negativamente los incentivos, desincentivan la inversión y restan legitimidad a los procesos regulatorios. Los efectos más preocupantes se resumen a continuación:

6.1. Resta confianza a los inversionistas

El proyecto plantea cambios normativos que afectan el equilibrio entre riesgo y retorno en el sector energético. Al establecer topes de ganancias, imponer nuevas cargas no remuneradas y alterar los principios tarifarios sin una evaluación técnica adecuada, **se mina la confianza de los agentes que financian, desarrollan y operan proyectos**. En un momento en el que el país necesita ampliar su parque de generación y su infraestructura de transmisión, **la pérdida de confianza puede traducirse en menos proyectos, menos cobertura y mayores riesgos de racionamiento**.

6.2. Crea reglas inestables

El diseño de un sector energético eficiente y confiable se basa en la **previsibilidad de sus reglas y la autonomía de sus instituciones**. El Proyecto introduce modificaciones sustanciales a la Ley 142 de 1994, a la Ley 143 de 1994 y a otras disposiciones, muchas veces sin justificación técnica ni articulación entre sí. Se otorgan facultades discrecionales a distintas entidades sin evaluar su capacidad para ejercerlas, se trastocan principios regulatorios básicos y se crean regímenes paralelos sin criterios claros. Esta inestabilidad **no solo debilita la institucionalidad, sino que genera incertidumbre sobre el futuro del sector**.

6.3. Desmotiva la innovación

Varios de los artículos del Proyecto establecen criterios prescriptivos sobre tecnologías, precios y ubicación de proyectos. Esto **limita la competencia y la posibilidad de que nuevos modelos de negocio, energías emergentes o soluciones descentralizadas prosperen**. La transición energética requiere justamente lo contrario: un ecosistema regulatorio que fomente la innovación, habilite esquemas de participación diversa y promueva soluciones adaptadas a las condiciones de cada territorio. Regular desde la rigidez **reduce la capacidad del sistema para evolucionar con los avances tecnológicos y las nuevas demandas sociales**.

6.4. Dificulta la expansión de redes y tecnologías limpias

Como se ha desarrollado en capítulos anteriores, el país enfrenta retos urgentes en materia de transmisión, conexión de nuevas fuentes y suficiencia de generación. El proyecto, lejos de enfrentar estos desafíos con una visión integral, **dispersa funciones, impone nuevas cargas a entidades que ya presentan limitaciones operativas y debilita mecanismos existentes que han permitido avanzar en cobertura y calidad del servicio**. Una transición energética requiere fortalecer, no fragmentar, la institucionalidad sectorial.

Una transición energética justa y ordenada **no se decreta desde una ley mal concebida**. Se **construye desde la legitimidad institucional, con reglas claras, incentivos bien diseñados y articulación efectiva entre lo público y lo privado**. Se basa en la confianza: confianza en que los agentes reguladores actuarán con criterio técnico; confianza en que las decisiones políticas respetarán el marco constitucional; confianza en que el sector productivo puede ser un aliado para el desarrollo sostenible del país.

Hoy Colombia tiene una oportunidad histórica para avanzar hacia una matriz más limpia, inclusiva y resiliente. Pero ese camino no puede recorrerlo deshaciendo lo que ha funcionado, ni debilitando las instituciones que han sostenido el sistema. La transición energética necesita **más Estado, pero un mejor Estado**: más capacidad técnica, más coordinación, más planificación y más transparencia. Y también necesita un sector privado comprometido, un marco regulatorio confiable y un debate público informado, que entienda que **no hay transición sin confianza, ni confianza sin institucionalidad**.

7. Reflexión final: el verdadero costo de una mala reforma

Colombia se encuentra hoy ante una encrucijada crítica. El sistema eléctrico nacional, construido con esfuerzo durante los últimos 30 años, ha demostrado ser uno de los pilares más sólidos de la infraestructura económica y social del país. Como se ha expuesto a lo largo de este informe, el modelo vigente ha permitido aumentar la cobertura, mejorar la calidad del servicio, atraer inversiones, diversificar la matriz de generación, garantizar la continuidad incluso en contextos de crisis, y convertirse en un referente regional.

No obstante, el Proyecto de Ley número 475 de 2024 plantea un conjunto de cambios estructurales que, lejos de resolver los desafíos del sistema, **podrían desestabilizar sus fundamentos institucionales, operativos y financieros**. Su aprobación en los términos propuestos **supondría un retroceso que Colombia no puede permitirse**.

Una reforma apresurada, sin el debido rigor técnico, sin una evaluación seria de impactos, y sin la concertación amplia entre actores del sector, comunidades, empresas y territorios,

puede tener costos irreversibles. El verdadero riesgo no es solo normativo. Es social, económico, ambiental y geopolítico. Algunos de esos costos potenciales incluyen:

- **Apagones, interrupciones y deterioro de la calidad del servicio:** como ya lo ha advertido el operador del sistema (XM), el país enfrenta tensiones crecientes entre oferta y demanda. Cualquier alteración al modelo que limite la inversión, desincentive la generación o debilite la institucionalidad puede agravar ese riesgo.

- **Reducción de la cobertura en zonas vulnerables:** la sostenibilidad financiera del sistema –basada en subsidios cruzados y reglas estables– ha sido clave para llevar el servicio a zonas rurales, regiones periféricas y poblaciones históricamente excluidas. Si se afectan los incentivos para operar en esos territorios, la cobertura se estanca o incluso se revierte.

- **Menores ingresos para las regiones:** empresas como EPM, Celsia, Enel, Air-e y Afinia transfieren recursos cuantiosos a los gobiernos locales, dinamizan la economía y contribuyen con impuestos, dividendos y obras. Desestabilizar el modelo equivale también a **debilitar las finanzas de los entes territoriales**.

- **Inseguridad jurídica y conflictividad internacional:** la imposición de topes de ganancias, cambios retroactivos a contratos o afectaciones a la propiedad privada pueden derivar en demandas internacionales, pérdida de grado de inversión, fuga de capital y parálisis de proyectos estratégicos.

Pero el mayor costo lo asumirían los más vulnerables. **Las familias pobres, que hoy reciben subsidios para acceder al servicio; las comunidades rurales que dependen de un modelo de expansión sostenido; las poblaciones de zonas no interconectadas que esperan soluciones energéticas dignas y sostenibles.** Lo que está en juego no es solo un modelo técnico: es el bienestar, la equidad y el desarrollo del país.

Por eso, esta ponencia plantea una defensa responsable del modelo vigente, sin desconocer los retos que aún persisten. No se trata de frenar la transformación energética ni de preservar el statu quo. Se trata de evitar un salto al vacío. De entender que **una transición energética efectiva requiere fortalecer lo que ya funciona, corregir lo que no, y avanzar con responsabilidad, con evidencia y con legitimidad.**

El llamado final de este informe es a **no improvisar con el futuro energético de Colombia.** A no desmontar, en nombre del cambio, uno de los sectores que mejor ha funcionado. A recordar que una verdadera transformación se construye sobre cimientos firmes: instituciones sólidas, reglas estables, actores comprometidos y una visión de largo plazo.

IV. IMPACTO FISCAL

El artículo 7º, de la **Ley 819, de 2003**, “*Por la cual se dictan normas orgánicas en materia de presupuesto, responsabilidad y transparencia fiscal y se dictan otras disposiciones*”, determina que en la exposición de motivos y en las ponencias de los proyectos de ley se debe hacer explícito el costo fiscal que se genera por el gasto ordenado o por el otorgamiento de beneficios tributarios, que debe ser compatible con el Marco Fiscal de Mediano Plazo, al mismo tiempo que debe señalar la fuente de financiación de dicho costo.

Ahora bien, en cumplimiento a la disposición referida, se deja de manifiesto que el gasto del que podrían tratar, en dado caso, alguno de los artículos no se impone u ordena, sino que se autoriza, para que el Gobierno incorpore dentro del Presupuesto General de la Nación y/o impulse a través del sistema nacional de cofinanciación las apropiaciones requeridas para dar cumplimiento a lo allí estipulado. Frente a este acápite es importante manifestar que la Corte Constitucional le ha reconocido al Congreso de la República la facultad que tiene para aprobar proyectos de ley que comporten gasto público, siempre y cuando no se imponga su ejecución, sino que se faculte al Gobierno para incluir las partidas correspondientes en el Presupuesto General de la Nación.

Así mismo, en la sentencia C- 411 de 2009 de la Corte Constitucional, el análisis del impacto fiscal de las normas, en el cuerpo del proyecto de ley, no es requisito *sine qua non* para su trámite legislativo, ni debe ser una barrera para que el Congreso ejerza sus funciones, ni crea un poder de veto legislativo en cabeza del ministro de Hacienda; es más, hacer el análisis del impacto fiscal no recae únicamente en el legislador, sobre este punto ha establecido su análisis de la siguiente manera:

(...) el cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 7º de la Ley 819 de 2003 corresponde al Congreso, pero principalmente al ministro de Hacienda y Crédito Público, en tanto que “es el que cuenta con los datos, los equipos de funcionarios y la experticia en materia económica (...)”.

Lo anterior significa que, en cualquier momento del trámite legislativo, el ministro de Hacienda y Crédito Público podrá ilustrarle a este Congreso las consecuencias económicas del presente proyecto de ley; toda vez que, de acuerdo con el proceso de racionalidad legislativa, la carga principal del análisis de impacto fiscal reposa en esta cartera por contar con la información y la capacidad estadística, operativa y administrativa para realizar los respectivos estudios.

El presente proyecto de ley cumple con lo estipulado en la Constitución Política de Colombia, en especial con lo establecido en el artículo 154, que no incluye esta clase de proyectos en la cláusula de competencias exclusiva del Gobierno nacional. La mencionada norma también es recogida en el artículo 142 de la Ley 5ª de 1992. El proyecto de ley

no conlleva un impacto fiscal; debido a que, en el articulado no se ordena gasto público, cumpliendo con lo estipulado en la Ley 819 de 2003.

V. CONFLICTO DE INTERESES

Dando alcance a lo establecido en el artículo 3º de la Ley 2003 de 2019, *“Por la cual se modifica parcialmente la Ley 5ª de 1992”*, se hacen las siguientes consideraciones a fin de describir la circunstancias o eventos que podrían generar conflicto de interés en la discusión y votación de la presente iniciativa legislativa, de conformidad con el artículo 286 de la Ley 5ª de 1992, modificado por el artículo 1º de la Ley 2003 de 2019, que reza:

“Artículo 286. Régimen de conflicto de interés de los congresistas. Todos los congresistas deberán declarar los conflictos de intereses que pudieran surgir en el ejercicio de sus funciones.

Se entiende como conflicto de interés una situación donde la discusión o votación de un proyecto de ley o acto legislativo o artículo, pueda resultar en un beneficio particular, actual y directo a favor del congresista.

a) *Beneficio particular: aquel que otorga un privilegio o genera ganancias o crea indemnizaciones económicas o elimina obligaciones a favor del congresista de las que no gozan el resto de los ciudadanos. Modifique normas que afecten investigaciones penales, disciplinarias, fiscales o administrativas a las que se encuentre formalmente vinculado.*

b) *Beneficio actual: aquel que efectivamente se configura en las circunstancias presentes y existentes al momento en el que el congresista participa de la decisión.*

c) *Beneficio directo: aquel que se produzca de forma específica respecto del congresista, de su cónyuge, compañero o compañera permanente, o parientes dentro del segundo grado de consanguinidad, segundo de afinidad o primero civil.*

(...)”

Sobre este asunto la Sala Plena Contenciosa Administrativa del Honorable Consejo de Estado en su sentencia 02830 del 16 de julio de 2019, M. P. Carlos Enrique Moreno Rubio, señaló que:

“No cualquier interés configura la causal de desinvestidura en comento, pues se sabe que solo lo será aquél del que se pueda predicar que es directo, esto es, que per se el alegado beneficio, provecho o utilidad encuentre su fuente en el asunto que fue conocido por el legislador; particular, que el mismo sea específico o personal, bien para el congresista o quienes se encuentren relacionados con él; y actual o inmediato, que concurra para el momento en que ocurrió la participación o votación del congresista, lo que excluye sucesos contingentes, futuros o imprevisibles. También se tiene noticia que el interés puede ser de cualquier naturaleza, esto es, económico o moral, sin distinción alguna”.

Se estima que la discusión y aprobación del presente proyecto de ley su discusión o aprobación no configura un beneficio particular, actual o directo a favor de un congresista, de su cónyuge, compañero o compañera permanente o pariente dentro del segundo grado de consanguinidad, segundo de afinidad o primero civil, ya que el desarrollo de derechos consagrados en la Constitución Política, las disposiciones relativas a generar las condiciones técnicas, jurídicas y financieras para el reconocimiento del campo musical y el fortalecimiento de los diferentes componentes del ecosistema musical colombiano, no otorga privilegios de ninguna clase, no genera ganancias, no crea indemnizaciones económicas y no elimina obligaciones de ningún tipo.

Sin embargo, se considera que la discusión y aprobación del presente proyecto de ley podría generar conflictos de interés en razón de beneficios particulares, actuales y directos a favor de un congresista, de su cónyuge, compañero o compañera permanente o pariente dentro del segundo grado de consanguinidad, segundo de afinidad o primero civil, conforme a lo dispuesto en la ley, que tengan participación en empresas dedicadas a generar las condiciones técnicas, jurídicas y financieras para el reconocimiento del campo musical y el fortalecimiento de los diferentes componentes del ecosistema musical colombiano, sus agentes, sus procesos.

Es menester señalar, que la descripción de los posibles conflictos de interés que se puedan presentar frente al trámite o votación del presente Proyecto de Ley, conforme a lo dispuesto en el artículo 291 de la Ley 5ª de 1992 modificado por la Ley 2003 de 2019, no exime al congresista de identificar causales adicionales en las que pueda estar incurso.

CONCLUSIONES

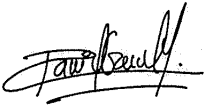
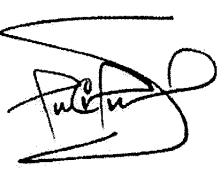
En mérito de lo expuesto a lo largo de esta ponencia, tras un análisis detallado de los impactos jurídicos, técnicos, institucionales, económicos y sociales del Proyecto de Ley número 475 de 2024 Cámara, 220 de 2024 Senado, consideramos que su aprobación resultaría contraria al interés general, generaría graves riesgos para la estabilidad y sostenibilidad del sistema eléctrico colombiano, y afectaría negativamente a los usuarios más vulnerables.

El articulado propuesto no resuelve los desafíos estructurales del sector, introduce normas que desconocen el marco vigente y los avances logrados en las últimas tres décadas, afecta principios constitucionales como la libertad económica, la seguridad jurídica y la propiedad privada, y debilita la institucionalidad que ha permitido el desarrollo de uno de los sectores más sólidos del país.

Por tanto, y en consonancia con las reflexiones técnicas y políticas contenidas en este informe, presentamos ponencia negativa al Proyecto de Ley número 475 de 2024 Cámara, 220 de 2024 Senado, y proponemos su archivo.

PROPOSICIÓN

Por las anteriores consideraciones expuestas en el desarrollo de los párrafos anteriores, me permito presentar ponencia negativa al Proyecto de Ley número 475 de 2024 Cámara y 220 de 2024 Senado, *por medio de la cual se regulan las fórmulas tarifarias en energía y se dictan otras disposiciones* y solicito a la honorable Comisión Sexta Constitucional de la Cámara de Representantes su archivo.

 DANIEL CARVALHO MEJÍA Coordinador ponente Representante a la Cámara por Antioquia	 LUIS CARLOS OCHOA TOBON Representante a la Cámara por Antioquia
 CIRO ANTONIO RODRÍGUEZ PINZÓN Representante a la Cámara Norte de Santander	 ALFREDO APE CUELLO BAUTE Representante a la Cámara Departamento del Cesar

COMISIÓN SEXTA CONSTITUCIONAL PERMANENTE

SUSTANCIACIÓN

INFORME DE PONENCIA NEGATIVA PARA PRIMER DEBATE

Bogotá D.C., 5 de junio de 2025

En la fecha fue recibido el informe de ponencia Negativa para Primer Debate al Proyecto de Ley No. 475 de 2024 Cámara – 220 de 2024 Senado “POR MEDIO DE LA CUAL SE REGULAN LAS FÓRMULAS TARIFARIAS Y SE DICTAN OTRAS DISPOSICIONES”

Dicha ponencia fue firmada por los Honorables Representantes DANIEL CARVALHO MEJÍA (Ponente Coordinador), LUIS CARLOS OCHOA TOBÓN, CIRO ANTONIO RODRÍGUEZ PINZÓN y ALFREDO APE CUELLO BAUTE.

Mediante Nota Interna No. C.S.C.P. 3.6 – 466 / 25 del 5 de junio de 2025, se solicita la publicación en la Gaceta del Congreso de la República.


RAÚL FERNANDO RODRÍGUEZ RINCÓN
Secretario