



CONCEPTO SOBRE EL PROYECTO DE LEY 273 DE 2025 SENADO “POR LA CUAL SE PROMUEVE Y REGULA DE FORMA INTEGRAL LA GENERACIÓN SOLAR DISTRIBUIDA MEDIANTE ESQUEMAS DE ASISTENCIA ESTATAL, BALANCE NETO, COMUNIDADES ENERGÉTICAS Y SE DICTAN OTRAS DISPOSICIONES”

CONSIDERACIONES PREVIAS – COMPETENCIA DEL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

De conformidad con lo dispuesto en la Ley 489 de 1998, en especial lo previsto en su artículo 58 y siguientes, así como en el Decreto 381 de 2012, integrado al Decreto 1073 de 2015, y demás normas concordantes, corresponde al **MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA** la formulación, adopción, dirección y coordinación de las políticas, planes y programas del Sector Minero y Energético, en su condición de entidad rectora de la política pública sectorial.

En atención a lo expuesto, el **MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA** en el marco de las competencias que le han sido asignadas mediante el **Decreto 381 de 2012**, particularmente aquellas relacionadas con la formulación, adopción, dirección y coordinación de la política pública en materia de minería y energía, así como la planificación, regulación y seguimiento de las actividades del sector minero-energético, se encuentra habilitado para analizar los eventuales efectos que la implementación de la iniciativa podría generar sobre el funcionamiento del sector. En este sentido, corresponde a esta cartera evaluar las implicaciones técnicas, regulatorias y presupuestales que pudieran derivarse de la medida, identificar los posibles impactos sobre los instrumentos, programas y esquemas vigentes del sector minero-energético, y formular las consideraciones técnicas pertinentes que permitan contribuir al análisis integral de la iniciativa desde la perspectiva sectorial, en concordancia con los principios de eficiencia, sostenibilidad y estabilidad del sistema minero-energético nacional.

A su vez, es relevante precisar que son funciones de la **DIRECCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA**, de acuerdo con el artículo 16 del Decreto 381 de 2012, entre otras, las relacionadas con: (i) Proyectar los planes, programas y proyectos de desarrollo del subsector de energía eléctrica, en concordancia con los planes nacionales de desarrollo y con la política del Gobierno Nacional; (ii) Proyectar los reglamentos técnicos del subsector de energía eléctrica; (iii) Evaluar, emitir conceptos técnicos y hacer seguimiento a los Contratos de Estabilidad Jurídica de los proyectos relacionados con generación, transmisión y distribución de energía eléctrica; y (iv), Hacer seguimiento al Plan Estratégico Sectorial, Plan Operativo y a los indicadores sectoriales y evaluar los resultados.

Por su parte la **COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS**, de acuerdo con el artículo 73 de la Ley 142 de 1994, entre otras, las relacionadas con: (i) Preparar proyectos de ley para someter a la consideración del gobierno, y recomendarle la adopción de los decretos reglamentarios que se necesiten; (ii) Fijar las normas de calidad a las que deben ceñirse las empresas de servicios públicos en la prestación



del servicio.; (iii) Definir cuáles son, dentro de las tarifas existentes al entrar en vigencia esta ley, los factores que se están aplicando para dar subsidios a los usuarios de los estratos inferiores, con el propósito de que esos mismos factores se destinen a financiar los fondos de solidaridad y redistribución de ingresos, y cumplir así lo dispuesto en el numeral 87.3 de esta ley; y (iv), Absolver consultas sobre las materias de su competencia.

Con base en lo anterior, el **GRUPO DE ASUNTOS LEGISLATIVOS (GAL)** del **MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA**, en cumplimiento de las funciones previstas en los numerales 2 y 3 de la subsección 1.4. del artículo 1 de la Resolución 631 de 2023, mediante las cuales se le asigna a este Grupo, entre otras, la función de suministrar información que no tenga carácter reservado al Congreso, relacionada con el quehacer institucional y coordinar las relaciones técnicas entre el Congreso de la República en su ejercicio de la función legislativa, en todo lo relacionado con el Sector Minas y Energía y en coordinación armónica con las demás dependencias de la entidad; ha estructurado el presente concepto a partir de los insumos técnicos entregados por la **DIRECCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA** y **COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS – CREG**, la en el marco de sus competencias.

MARCO NORMATIVO

El análisis del Proyecto de Ley No. 273 de 2025 Senado debe enmarcarse en el conjunto de disposiciones constitucionales, legales y regulatorias que estructuran la prestación del servicio público de energía eléctrica.

La Constitución Política establece en sus artículos 365, 366 y 367 que los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado y deben prestarse bajo criterios de eficiencia, continuidad, calidad y sostenibilidad. En este sentido, el servicio público de energía eléctrica se encuentra sujeto a un régimen especial de intervención estatal, orientado a garantizar su adecuada prestación y la protección de los usuarios.

Así mismo, el artículo 334 faculta al Estado para intervenir en la economía con el fin de racionalizarla, mejorar la calidad de vida de los habitantes y asegurar el acceso a los bienes y servicios básicos, dentro de los cuales se encuentra la energía eléctrica.

Por su parte, los artículos 79 y 80 de la Constitución imponen al Estado el deber de proteger el medio ambiente y promover el uso sostenible de los recursos naturales, lo cual constituye el fundamento principal para el desarrollo de políticas orientadas a la transición energética y la incorporación de fuentes renovables.

La Ley 142 de 1994 establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios, definiendo principios como la eficiencia económica, la suficiencia financiera, la neutralidad y la solidaridad. En particular, esta ley dispone que las tarifas deben reflejar los costos eficientes de prestación del servicio y garantizar la sostenibilidad del sistema.

En consecuencia, la Ley 143 de 1994 define el marco del sector eléctrico colombiano, estableciendo la organización del mercado de energía, las reglas de operación del



sistema y la distribución de competencias entre los distintos agentes e instituciones. Esta norma asigna a la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) la función de regular las actividades del sector, incluyendo aspectos técnicos, comerciales y tarifarios.

Estas disposiciones son fundamentales, en la medida en que cualquier iniciativa legislativa que incida en la generación, comercialización o consumo de energía debe ser coherente con los principios de sostenibilidad del sistema eléctrico y con la estructura institucional definida por la ley.

La Ley 1715 de 2014 estableció el marco para la promoción e integración de las fuentes no convencionales de energía renovable al sistema energético nacional, incorporando instrumentos como incentivos tributarios, esquemas de autogeneración y mecanismos para facilitar la conexión de proyectos.

Posteriormente, la Ley 2099 de 2021 amplió y fortaleció este marco, consolidando la transición energética como política de Estado y promoviendo la descentralización de la generación, la participación activa de los usuarios y el desarrollo de nuevos modelos como la generación distribuida y las comunidades energéticas.

Estas normas ya contemplan incentivos económicos y tributarios, esquemas de autogeneración a pequeña escala, participación de usuarios en la generación, lineamientos para integración de renovables.

En ejercicio de las competencias otorgadas por las Leyes 142 y 143 de 1994, la CREG ha desarrollado un marco regulatorio detallado para la autogeneración y la generación distribuida.

Particularmente, la Resolución CREG 030 de 2018 introdujo el esquema de autogeneración a pequeña escala, posteriormente ajustado y consolidado mediante la Resolución CREG 174 de 2021, la cual establece las condiciones técnicas, comerciales y operativas para la conexión, medición, facturación y tratamiento de excedentes. Así mismo, la Resolución CREG 135 de 2021 establece disposiciones sobre facturación y comercialización asociadas a estos esquemas.

Por su parte, la Resolución CREG 075 de 2021 regula la asignación de capacidad de transporte en el Sistema Interconectado Nacional SIN, lo cual resulta relevante para garantizar que la expansión de la generación sea compatible con la capacidad de la red.

Más recientemente, la Resolución CREG 101 072 de 2025 desarrolla el marco de comunidades energéticas, estableciendo condiciones técnicas, operativas y comerciales para su funcionamiento.

En conclusión, el conjunto normativo vigente evidencia que el país cuenta con un desarrollo regulatorio robusto y especializado en materia de generación distribuida y fuentes no convencionales de energía, el cual responde a criterios técnicos y puede ser ajustado de manera flexible por las autoridades competentes. Esta arquitectura institucional, basada en la distribución de funciones entre entidades especializadas, obedece a principios de eficiencia y rigor técnico en la toma de decisiones. En consecuencia, cualquier iniciativa normativa en la materia debe orientarse a evitar duplicidades, garantizar la coherencia con los instrumentos



existentes y respetar las competencias asignadas, con el fin de prevenir conflictos institucionales y asegurar la adecuada operación del sistema eléctrico.

ANÁLISIS DEL PROYECTO DE LEY 273 – 2025 SENADO

El Proyecto de Ley 273 - 2025 Senado, promueve y regula de forma integral la generación solar, en los siguientes términos:

“Artículo 1. Objeto de la ley: *La presente ley tiene como objeto establecer un marco jurídico y técnico que fomente la generación de energía solar distribuida, incorporando mecanismos de conexión asistida, balance neto, incentivos fiscales, cofinanciación pública y esquemas de comunidad energética. Este marco priorizará a personas naturales, micronegocios y comunidades vulnerables, garantizando una integración armónica al Sistema Interconectado Nacional (SIN) y contribuyendo a los objetivos nacionales de transición energética, sostenibilidad y equidad territorial.*

Artículo 2. Definiciones. *A los efectos de esta ley, se entenderá por:*

- 1. Autogenerador a Pequeña Escala (AGPE): Persona natural o jurídica con capacidad instalada igual o inferior a 100 kW conectada al SIN.*
- 2. Sistema Fotovoltaico Interconectado (SFVI): Conjunto de paneles solares, inversores, estructuras, protecciones y dispositivos que permiten la autogeneración y conexión con el SIN.*
- 3. Balance neto: Mecanismo de compensación entre energía inyectada y consumida, medido en kWh.*
- 4. Micronegocio: Unidad económica con hasta diez trabajadores y activos inferiores a quinientos SMMLV.*
- 5. Comunidad energética simplificada: Agrupación de personas o empresas que comparten infraestructura energética sin constituirse en comercializador, con capacidad total menor o igual a 200 kW.*

Artículo 3. Conexión asistida de personas naturales: *Todo ciudadano podrá adherirse al SIN como AGPE siguiendo un proceso simplificado que incluirá solicitud en línea o presencial, diagnóstico técnico gratuito en estratos 1 a 3, diseño y aprobación por instalador certificado RETIE, cofinanciación estatal diferenciada por estrato, así: 1. setenta por ciento (70%) para estrato 1; 2. cincuenta por ciento (50%) para estrato 2; 3. treinta por ciento (30%) para estrato 3, viabilidad técnica del OR en máximo nueve días hábiles, instalación del medidor bidireccional en máximo diez días adicionales y registro automático ante la UPME.*



Artículo 4. Estándares técnicos. Todo SFVI cumplirá con las siguientes normas: RETIE, NTC 2050, UL 1741 o IEC 62109 para inversores, y certificación por ingeniero eléctrico registrado, o las que las modifiquen o sustituyan.

Artículo 5. Balance neto. Los AGPE tendrán derecho a compensar la energía inyectada contra su consumo en la misma factura, bajo las siguientes reglas: el saldo se medirá en kWh y se acumulará mensualmente; los créditos de energía no utilizados caducarán a los doce (12) meses; y si al momento de retirarse del sistema existe un saldo positivo, este se monetizará al precio promedio de compra de energía.

Artículo 6. Facturación. El OR deberá emitir la factura en un solo documento, diferenciando de manera clara las siguientes líneas: energía consumida del SIN (kWh y valor), energía inyectada a la red (kWh), saldo neto mensual (positivo o negativo), créditos acumulados y tarifa aplicada.

Artículo 7. Incentivos tributarios. Los AGPE tendrán derecho a exención de IVA en equipos solares, deducción del 50% de la inversión en renta durante cinco años y exclusión del impuesto predial sobre el valor del SFVI.

Artículo 8. Programa nacional de cofinanciación solar: Créase el Programa Nacional de Cofinanciación Solar como instrumento del Ministerio de Minas y Energía, para financiar hasta setenta por ciento (70%) del costo de sistemas fotovoltaicos (FV) destinados a hogares pertenecientes a los estratos 1, 2 y 3, así como a microempresas formales o informales.

Artículo 9. Beneficios para micronegocios. Los beneficios aplicables a micronegocios, tenderías, peluquerías, panaderías, ferreterías y actividades similares, comprenden una bonificación no reembolsable equivalente al quince por ciento (15%) del valor del sistema, la realización de una evaluación técnica preferente en un plazo máximo de cinco (5) días hábiles y la posibilidad de establecer conexión compartida con negocios vecinos bajo esquemas de comunidad energética simplificada.

Artículo 10. Comunidad energética simplificada. Se autoriza la creación de comunidades energéticas simplificadas, las cuales tendrán una capacidad conjunta menor o igual a 200 kW, sin que ello implique su conversión en comercializador de energía, contando con derecho a facturación colectiva, prorrateo de excedentes entre sus miembros y prioridad en las convocatorias que adelante el Ministerio de Minas y Energía.



Artículo 11. Supervisión. *La UPME ejercerá la función de registro y seguimiento técnico de los AGPE. La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y la Superintendencia de Industria y Comercio ejercerán funciones de vigilancia de la prestación del servicio, calidad de equipos, competencia y cumplimiento de estándares.*

Artículo 12. Reglamentación. *El Gobierno reglamentará esta ley en máximo seis meses, mediante el Ministerio de Minas y Energía, la UPME y la CREG.*

Artículo 13. Vigencia y derogatorias. *La ley rige a partir de su publicación y deroga disposiciones contrarias.”*

Tras evaluar el proyecto normativo a la luz del marco jurídico estudiado y los insumos técnicos brindados por la **DIRECCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA** de este Ministerio y **COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS – CREG**, nos permitimos realizar los siguientes:

i. Comentarios:

1. Duplicidad normativa y ausencia de articulación con el marco vigente

Uno de los principales aspectos advertidos por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) es que el proyecto de ley regula materias que ya cuentan con un desarrollo normativo específico en el ordenamiento jurídico colombiano.

En efecto, la CREG ha señalado que disposiciones relacionadas con la autogeneración a pequeña escala (AGPE), la generación distribuida, el reconocimiento de excedentes, los créditos de energía y las comunidades energéticas ya han sido desarrolladas en el marco de la Ley 1715 de 2014 y su regulación asociada. En particular, estos elementos han sido reglamentados mediante la Resolución CREG 174 de 2021, la cual establece condiciones técnicas, comerciales y operativas para la conexión y operación de estos esquemas.

En este contexto, el proyecto no responde a un vacío normativo, sino que introduce disposiciones paralelas que pueden generar duplicidades, inconsistencias regulatorias y dificultades en su implementación. Por ello, la CREG ha recomendado expresamente que el articulado se armonice con el marco vigente, en lugar de establecer un régimen independiente.

2. Invasión de competencias regulatorias

La CREG ha advertido que varios de los elementos contenidos en el proyecto corresponden a materias propias de la regulación técnica y económica del sector, cuya definición ha sido atribuida legalmente a dicha Comisión.

En particular, aspectos como los límites de capacidad, las condiciones de conexión, los estándares técnicos, los esquemas de medición y las reglas de facturación han



sido diseñados dentro del marco regulatorio con base en criterios técnicos especializados. En este sentido, la inclusión de estos elementos en una norma legal introduce rigidez en un ámbito que requiere adaptabilidad y ajuste continuo.

De acuerdo con lo señalado por la CREG, resulta necesario evitar que la ley fije parámetros técnicos específicos sin considerar las implicaciones que estos pueden generar en el funcionamiento del mercado eléctrico, recomendando en su lugar que dichos aspectos sean definidos por las entidades técnicas especializadas del sector.

3. Rigidez técnica

En línea con lo anterior, la CREG ha recomendado eliminar del proyecto aquellas disposiciones que establecen límites técnicos o condiciones operativas de manera rígida, en tanto estas deben responder a análisis técnicos dinámicos.

El establecimiento de parámetros como capacidades máximas, plazos específicos para la conexión o condiciones estandarizadas de operación desconoce que la viabilidad de los proyectos depende de factores como la topología de la red, la capacidad disponible, las condiciones locales de demanda y los requerimientos técnicos de seguridad.

En consecuencia, fijar estos elementos en una ley puede generar distorsiones en la operación del sistema y limitar la capacidad de respuesta del regulador frente a cambios tecnológicos o de mercado.

4. Riesgos técnicos y operativos para el Sistema Interconectado Nacional (SIN)

Desde el punto de vista técnico, tanto la CREG como la Dirección de Energía han coincidido en señalar que el proyecto no desarrolla adecuadamente los elementos necesarios para garantizar la integración segura de la generación distribuida al sistema eléctrico.

En particular, la CREG ha indicado que los procedimientos de conexión ya se encuentran definidos en la regulación vigente, específicamente en la Resolución CREG 174 de 2021, la cual establece condiciones que garantizan el acceso ordenado a las redes, así como la seguridad de las personas, la infraestructura y el sistema eléctrico.

Adicionalmente, la Dirección de Energía ha advertido que el proyecto no considera aspectos críticos como la capacidad de la red, la disponibilidad de infraestructura, las restricciones del sistema, la calidad de potencia, el control de tensión y la coordinación de protecciones. En este sentido, asumir que la conexión puede realizarse de manera automática o en plazos rígidos, como lo plantea el proyecto, desconoce la complejidad técnica del sistema eléctrico.

5. Impacto tarifario y posibles efectos redistributivos

Uno de los aspectos más relevantes señalados por la CREG se relaciona con los efectos tarifarios del esquema de balance neto propuesto en el proyecto.



De acuerdo con los análisis técnicos del regulador, este tipo de mecanismos puede generar incrementos en el costo unitario de la prestación del servicio de energía eléctrica, los cuales podrían alcanzar valores cercanos al 3% cuando la penetración de autogeneración a pequeña escala llegue a niveles del 4% de la demanda regulada.

Este efecto se explica por la redistribución de costos del sistema hacia los usuarios que no cuentan con sistemas de autogeneración, lo que puede generar subsidios cruzados no explícitos y afectar los principios de eficiencia económica y suficiencia financiera establecidos en la Ley 142 de 1994.

En este sentido, la CREG ha recomendado analizar de manera detallada los impactos tarifarios del esquema propuesto antes de su adopción.

6. Inconsistencias y riesgos fiscales

El proyecto plantea la implementación de esquemas de cofinanciación estatal diferenciada por estrato, así como incentivos adicionales para micronegocios y beneficios tributarios.

Sin embargo, tal como lo advierte la Dirección de Energía, el proyecto presenta una contradicción al señalar que no genera impacto fiscal, pese a incorporar medidas que implican erogaciones públicas significativas.

De conformidad con la Ley 819 de 2003, este tipo de iniciativas deben contar con un análisis de impacto fiscal, la identificación de fuentes de financiación y la evaluación de su sostenibilidad en el tiempo, elementos que no se encuentran desarrollados en el articulado.

7. Desarticulación institucional y duplicidad de instrumentos

El proyecto asigna a la UPME funciones de registro y seguimiento técnico de los autogeneradores, lo cual, según lo señalado por la Dirección de Energía, no corresponde a la naturaleza de dicha entidad.

La UPME cumple funciones de planeación del sistema energético, mas no de supervisión operativa de proyectos individuales. Esta asignación podría generar confusión en la distribución de competencias y afectar la gobernanza del sector.

8. Vacíos en la regulación de comunidades energéticas

Finalmente, si bien el proyecto incorpora la figura de comunidades energéticas, la CREG ha indicado que esta materia ya cuenta con desarrollo regulatorio reciente, particularmente mediante la Resolución CREG 101 072 de 2025.

En este sentido, el proyecto no define de manera suficiente aspectos clave como las condiciones de conexión, los esquemas de medición, la facturación y la asignación de responsabilidades, por lo que se recomienda articular su contenido con la regulación vigente en lugar de establecer definiciones incompletas.



CONCLUSION

El Ministerio de Minas y Energía considera que el Proyecto de Ley No. 273 de 2025 Senado se enmarca en una finalidad legítima y coherente con los objetivos de política pública orientados a la transición energética, la descentralización de la generación, la participación activa de los usuarios en el sistema eléctrico y la promoción de fuentes no convencionales de energía renovable. En este sentido, la iniciativa recoge principios alineados con el marco constitucional y legal vigente, particularmente en lo relacionado con el acceso progresivo a la energía y la sostenibilidad ambiental.

No obstante, a partir del análisis integral del articulado y de los insumos técnicos remitidos por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y la Dirección de Energía Eléctrica, se evidencia que la propuesta normativa, en su estado actual, presenta limitaciones estructurales que podrían afectar su adecuada implementación y generar efectos no deseados sobre el funcionamiento del sistema eléctrico.

En particular, se identifican riesgos asociados a la duplicidad normativa frente al marco legal y regulatorio existente, la incorporación de disposiciones que invaden la órbita de competencias de la autoridad regulatoria, la introducción de parámetros técnicos rígidos que no responden a la dinámica operativa del sistema, así como la ausencia de un desarrollo suficiente de aspectos técnicos críticos para la integración segura de la generación distribuida.

De igual forma, se advierten posibles impactos tarifarios derivados del esquema de balance neto propuesto, los cuales, conforme a los análisis del regulador, podrían trasladar costos a usuarios no autogeneradores, afectando los principios de eficiencia económica y suficiencia financiera del servicio. A ello se suman inconsistencias en materia fiscal, en la medida en que el proyecto contempla esquemas de cofinanciación e incentivos sin definir con claridad sus fuentes de financiación ni su sostenibilidad en el tiempo.

Adicionalmente, se observa una potencial desarticulación institucional derivada de la creación de nuevos instrumentos y la asignación de funciones que no corresponden a la naturaleza de algunas entidades del sector, lo cual podría afectar la coherencia del diseño institucional y la eficiencia en la implementación de la política pública.

En este contexto, el Ministerio considera que, si bien la iniciativa resulta pertinente desde el punto de vista de política pública, su articulado requiere ajustes orientados a garantizar su coherencia con el marco normativo vigente, el respeto por la distribución de competencias entre las entidades del sector, la viabilidad técnica de su implementación y la sostenibilidad fiscal de las medidas propuestas.

En consecuencia, se estima procedente continuar con el trámite legislativo del proyecto, en la medida en que se incorporen las consideraciones técnicas expuestas en el presente concepto, con el fin de consolidar un instrumento normativo que contribuya efectivamente al desarrollo de la generación distribuida, sin comprometer la estabilidad, eficiencia y sostenibilidad del sistema eléctrico colombiano.