

Generación Distribuida y AGPE en Colombia

Autoras:
Patssi Galavis
Jessica Serrano

2026

Estado actual de la generación distribuida y AGPE



El panorama energético de Colombia al cierre de 2025, con proyecciones hacia 2026-2027, evidencia una transformación estructural en la configuración de su matriz eléctrica, impulsada no solo por la incorporación de nueva capacidad, sino por la aceleración en la entrada de proyectos de generación y el fortalecimiento de la infraestructura de transmisión. Durante 2025, se declararon en operación comercial 75 proyectos de generación y 40 de transmisión, que aportaron 380,26 MW adicionales al sistema, de los cuales cerca del 88% corresponde a fuentes solares fotovoltaicas, consolidando el liderazgo de esta tecnología en la expansión reciente. Como resultado, el Sistema Interconectado Nacional (SIN) alcanzó una capacidad efectiva neta de **21.028,56 MW** al cierre del año.

Este avance se articula con el cumplimiento del Plan 6GW+, que ha permitido que la participación de energías limpias (solar, eólica y PCH) escale de un 2% en 2022 a un **13,87%** al tercer trimestre de 2025. Asimismo, al 30 de septiembre de 2025 el SIN registraba una capacidad efectiva neta de 20.721 MW, de la cual el 6,3% correspondía a fuentes solares fotovoltaicas, evidenciando la creciente relevancia de esta tecnología en la matriz energética nacional.

El sistema eléctrico colombiano evidencia en 2025 una consolidación progresiva de la autogeneración y la generación distribuida como componentes estructurales del portafolio energético nacional. De acuerdo con el Resumen del Centro de Monitoreo de la UPME (noviembre de 2025), la capacidad instalada total asociada a proyectos FNCER monitoreados asciende a 3.048,9 MW, de los cuales 2.020,0 MW se encuentran en operación y 1.028,9 MW en fase de pruebas.

DENTRO DE ESTE PROCESO DE RECONFIGURACIÓN ESTRUCTURAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO,

la GD y la AGPE adquieren un papel cada vez más determinante, no solo por su crecimiento cuantitativo, sino por su incidencia directa sobre la demanda y las redes de distribución.

Este portafolio presenta un claro predominio de proyectos de gran escala (2.253,4 MW); no obstante, incorpora una base distribuida compuesta por **465,6 MW de autogeneración a gran escala, 309,1 MW de autogeneración a pequeña escala y 20,9 MW de generación distribuida**, cuya relevancia trasciende su peso relativo en capacidad agregada.

En paralelo, SER Colombia (2025) evidencia que **la AGPE y la GD concentran un volumen significativamente mayor de iniciativas y recursos distribuidos a nivel nacional**, con aproximadamente 1,2 GW considerando todas las escalas y estados de desarrollo, impulsados por más de 22.000 proyectos de autoconsumo. Esta diferencia entre la capacidad efectivamente monitoreada en operación y pruebas y la escala del mercado en desarrollo confirma que la relevancia de la AGPE y la GD no se explica únicamente por los megavatios instalados, sino por su capilaridad, modularidad y efecto directo sobre la demanda y las redes de distribución.

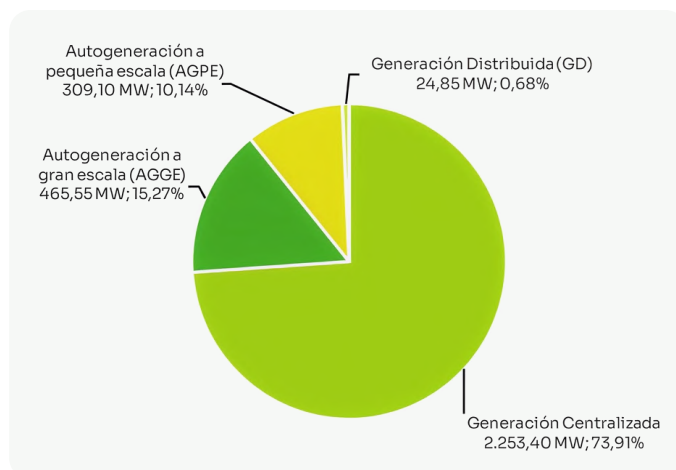
Más allá de esta distribución agregada, la lectura técnica del portafolio exige trascender el peso relativo en megavatios e incorporar una perspectiva funcional. A diferencia de la generación centralizada, los esquemas de autogeneración y generación distribuida interactúan directamente con la demanda final, alterando perfiles de consumo, flujos de potencia y requerimientos operativos en redes de distribución.

Dentro de este universo, la distribución por tipo de proyecto muestra una estructura claramente dominada por la **generación centralizada, que concentra 2.253,40 MW**, equivalentes al 73,91% de la capacidad total. No obstante, el bloque de pequeña escala presenta un peso creciente y técnicamente relevante. La Autogeneración a Pequeña Escala (AGPE) alcanza **309,10 MW**, lo que representa el 10,14% del total, mientras que la Generación Distribuida (GD) registra **24,85 MW**, correspondientes al 0,68%.

+22.000 proyectos de autoconsumo impulsan ~1,2 GW de capacidad distribuida en Colombia

En este sentido, aun cuando la AGPE y la GD representan una fracción menor de la capacidad instalada total, su crecimiento introduce impactos no lineales sobre el sistema, concentrados territorialmente y dependientes de las condiciones locales de red, lo que convierte su análisis en un elemento clave para la planeación operativa y la toma de decisiones en expansión y modernización de infraestructura.

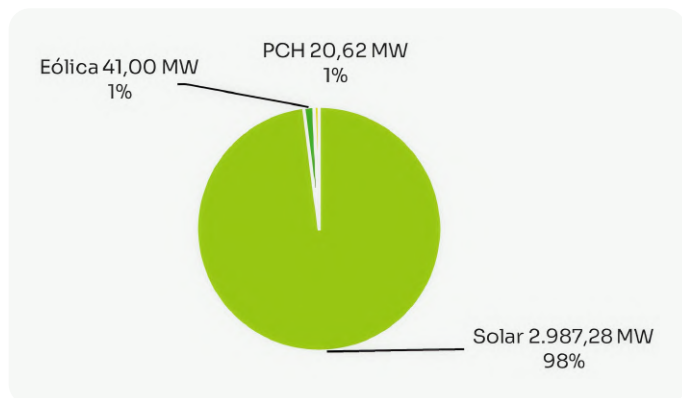
Gráfico 1. Distribución de capacidad instalada por tipo de proyecto



Fuente: (UPME, 2025) Resumen centro de monitoreo de la UPME

Aunque la participación de la GD en términos de megavatios agregados es reducida frente a otros segmentos, su incidencia sobre la operación del sistema no es proporcional a su peso porcentual. La GD se caracteriza por su inserción directa en redes de distribución, en niveles de media y baja tensión, y por una elevada dispersión espacial. Esta condición hace que su impacto se manifieste de forma localizada, afectando perfiles de tensión, coordinación de protecciones y flujos de potencia, incluso cuando la capacidad agregada es limitada.

Gráfico 2. Distribución actual por tecnología



Fuente: (UPME, 2025) Resumen centro de monitoreo de la UPME

La AGPE, por su parte, se consolida como el componente dominante dentro de la pequeña escala, reflejando la madurez del modelo de autoconsumo en sectores industriales, comerciales y agroindustriales.

La composición tecnológica del portafolio refuerza esta lectura. Según el mismo reporte de la UPME, la energía solar fotovoltaica concentra **2.987,28 MW**, equivalentes al 97,98% de la capacidad instalada monitoreada. La energía eólica representa 41,00 MW (1,34%) y las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas 20,62 MW (0,68%).

Este predominio define el comportamiento técnico de la GD y la AGPE en Colombia. La generación se concentra en franjas horarias diurnas, con alta correlación espacial y temporal, lo que incrementa la probabilidad de sobrevoltajes locales, inversión de flujos y restricciones operativas en redes que no fueron diseñadas originalmente para operar bajo esquemas bidireccionales.



Capacidad instalada y segmentación de mercado

1.594,08 MW de capacidad solar fotovoltaica instalada a principios de 2026

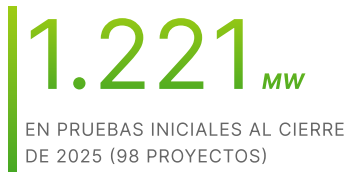
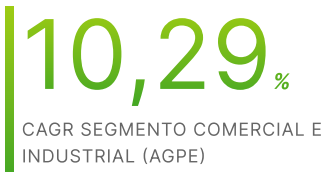
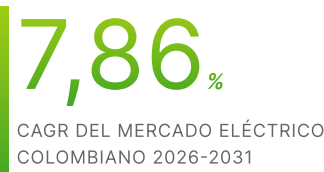
La capacidad instalada específica de tecnología solar fotovoltaica se situó en **1.594,08 MW** a principios de 2026, tras una incorporación masiva de 333,87 MW durante el ejercicio de 2025. Esta cifra representa el 87,8% de la nueva capacidad de generación que entró al sistema en dicho periodo, demostrando que la Generación Distribuida (GD) y la Autogeneración a Pequeña Escala (AGPE) ya no son componentes periféricos, sino motores de la expansión.

Tabla 1. Segmentación de mercado

CATEGORÍA DE USUARIO	POTENCIA TÍPICA (RANGO)	TECNOLOGÍA PREDOMINANTE	MOTIVACIÓN DE ADOPCIÓN
Residencial (AGPE)	1 kW – 10 kW	Solar Fotovoltaica	Reducción de Costo Unitario (CU)
Comercial (AGPE)	10 kW – 100 kW	Solar + BESS (Almacenamiento)	Resiliencia y Arbitraje Tarifario
Industrial (AGPE/AGGE)	100 kW – 5 MW	Solar / Térmica	Optimización de OPEX y Descarbonización
Institucional	50 kW – 500 kW	Solar	Metas de Eficiencia PEN 2050

La dinámica de crecimiento se refleja en el ingreso de proyectos de pequeña escala. En el tercer trimestre de 2025, entraron en operación 18 proyectos de generación, de los cuales 16 corresponden estrictamente a Generación Distribuida (plantas < 1 MW situadas cerca del consumo) y 2 a Autogeneradores a Gran Escala (AGGE). Estas nuevas plantas aportaron 18,78 MW, con una dominancia solar de 13,79 MW y un componente de autogeneración térmica de 4,99 MW.

Velocidad de crecimiento y concentración regional



La velocidad de crecimiento anual del mercado eléctrico colombiano se proyecta con una tasa de crecimiento anual compuesta (CAGR) del **7,86%** entre 2026 y 2031. No obstante, el segmento de demanda comercial e industrial, donde se concentra la mayor tracción de AGPE, avanza a un ritmo superior del **10,29%**. Al cierre de 2025, se contabilizaron 1.221,7 MW en estado de pruebas iniciales distribuidos en 98 proyectos, lo que augura un inicio de 2026 con una altísima tasa de conexión.

Geográficamente, se observa una saturación en nodos críticos de la Costa Caribe debido a la alta radiación solar, mientras que regiones como Antioquia muestran un crecimiento empresarial del 3,8% en 2025, impulsando la adopción de autogeneración para procesos industriales. El Plan 6GW+ ha sido fundamental en esta expansión, logrando integrar 3,1 GW de energía renovable hasta finales de 2025, cumpliendo el 50% de su meta estructural y reconfigurando la matriz hacia un **58,59% hídrica, 27,54% térmica y 13,87% renovable no convencional**.

Marco normativo y tensiones en la Generación Distribuida (GD) en Colombia

1. Fundamentos legales y reglamentarios

↑ Ley 142/1994 y Ley 143/1994

Definen las funciones de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y le otorgan facultad para regular autogeneración y cogeneración de electricidad.

↑ Ley 1715/2014

Promueve el desarrollo de fuentes no convencionales de energía (FNCER) y autoriza a los autogeneradores a entregar excedentes a la red; confía a la CREG la definición de procedimientos de conexión, operación, respaldo y comercialización de la autogeneración y de la GD.

↑ Decreto 348/2017

Establece que, para AGPE que utilicen FNCER, los excedentes entregados a la red se reconocerán mediante medición bidireccional como créditos de energía.

↑ Decreto 2236/2023 y Resolución UPME 501/2024

Reglamentan las comunidades energéticas. UPME fijó un límite máximo de 5 MW para Autogeneración Colectiva y Generación Distribuida Colectiva (AGRC/GDC) y exigió que la capacidad instalada y sus usuarios pertenezcan al mismo mercado de comercialización y sistema de distribución local.

Este marco no solo habilita la GD, también define la velocidad de conexión, el valor económico de los excedentes y costos.

EN CONSECUENCIA

La rentabilidad depende tanto del recurso solar como de la disponibilidad de red, la forma de remuneración y las reglas de liquidación.

Resoluciones CREG vigentes

RESOLUCIÓN	CONTENIDO CLAVE	LÍMITES / NOTAS
CREG 174 de 2021	Regula la autogeneración pequeña escala (AGPE) y la generación distribuida (GD) en el SIN. Define procedimientos simplificados de conexión, requisitos de medición y tratamiento de excedentes. Reemplazó la Resolución 030 de 2018.	Establece que la UPME fijó el límite para AGPE en 1 MW; AGPE mayor de 1 MW y hasta 5 MW se considera autogenerador a gran escala (AGGE). Obliga al uso de medidores bidireccionales para generar excedentes y establece la posibilidad de créditos de energía.
CREG 024 de 2015	Regula la autogeneración a gran escala en el SIN. Aplicaba inicialmente a todos los autogeneradores hasta que la UPME fijara límites; se ampara en la Ley 1715/2014 y el Decreto 2469 de 2014.	No fija un límite propio (remite el límite establecido por UPME). Establece obligaciones de inscripción en el mercado mayorista, representación por un comercializador o generador y reglas para entregar excedentes.
CREG 015 de 2018	Establece la metodología de remuneración de la actividad de distribución y el cargo por capacidad de respaldo. Exige que todo autogenerador con capacidad ≥ 100 kW contrate un servicio de respaldo con el operador de red. El cliente paga un cargo anual por disponibilidad que depende de la potencia respaldada, la congestión y el plazo del contrato.	Regulada en sus artículos 4 y 15 y en el capítulo 10 del anexo general.
CREG 075 de 2021	Define reglas para asignar capacidad de transporte y conexión en el SIN.	No modifica límites de GD pero rige el procedimiento de asignación de capacidad de transporte que los proyectos deben seguir.
CREG 101 072 de 2025 (armonización de comunidades energéticas)	Armoniza la regulación para integrar comunidades energéticas. Establece figuras de Autogeneración Colectiva (AGRC) y Generación Distribuida Colectiva (GDC) y fija reglas de conexión, comercialización y representación. Dispuso que el precio de venta de la energía de GD y el precio de compra de los excedentes tipo 2 de los AGPE se calcularan con el costo promedio ponderado de contratos (Mc) en lugar del precio de bolsa horario (Pb). También introdujo un esquema de gobernanza (Acuerdo de Comunidad Energética) y obligó a que las comunidades usen límites de 5 MW y dispersión en un mismo mercado y SDL.	Puso un periodo de transición de seis meses para aplicar estas modificaciones.
CREG 101 087 de 2025	Modifica las resoluciones 174 de 2021 y 101 072 de 2025. Debido a problemas para los comercializadores no integrados, mantiene transitoriamente el precio de bolsa horario para los excedentes tipo 2 de AGPE y GD hasta que se expida la metodología definitiva para tasar las compras de energía al valor Mc. Introduce la figura de "Exc_Neg" (demanda negativa) para excedentes que superan la energía. Ajusta el tratamiento de excedentes en el ASIC y el LAC, disponiendo si el comercializador está integrado con el operador de red y deja en firme que, durante la transición, se seguirá liquidando con precio de bolsa.	Aclara que las comunidades energéticas deben regirse por la Resolución 174 de 2021 y permite reconocer excedentes Colectivos a Autogeneradores en combustibles renovables o recursos distribuidos diferentes a FNCER.
Otros conceptos y circulares	La CREG ha emitido conceptos y circulares posteriores (p. ej., proyectos CREG 701 097 de 2025 y 701 091 de 2025) que buscan regular la autogeneración remota y el productor marginal, extendiendo la aplicabilidad de la Resolución 174 de 2021 a generadores de hasta 5 MW. Estas normas se encuentran en discusión al momento de este informe.	

2. Definiciones y límites de capacidad

La normativa distingue entre distintos tipos de generadores, definidos principalmente por su capacidad instalada:

Autogenerador a Pequeña Escala (AGPE)

Usuario (persona natural o jurídica) que produce energía eléctrica principalmente para su propio consumo, con **capacidad instalada ≤ 1 MW**. La UPME estableció este límite mediante la Resolución 281 de 2015.

Autogenerador a Gran Escala (AGGE)

Autogenerador con capacidad instalada **> 1 MW y ≤ 5 MW**. Estos proyectos se regulan principalmente por la Resolución 024 de 2015.

Generador Distribuido (GD)

Persona jurídica que produce energía cerca de los centros de consumo y está conectada a un **Sistema de Distribución Local**. Su capacidad instalada debe ser **≤ 1 MW** y la figura sólo puede ser ejercida por una Empresa de Servicios Públicos (ESP).

Autogeneración Colectiva (AGRC) y Generación Distribuida Colectiva (GDC)

Figuras introducidas en 2025 para comunidades energéticas. Permiten que varios usuarios compartan una misma instalación. La UPME fijó su límite en **5 MW**; todos los generadores y usuarios deben pertenecer al mismo mercado de comercialización y conectarse al mismo SDL.

Restricciones operativas

⬆ Restricción por circuito

En la conexión de AGPE y GD, la suma de potencias de estos proyectos no puede superar el 50 % de la capacidad nominal del circuito y la energía que entregan por hora (sin almacenamiento) no puede superar el 50 % de la demanda mínima horaria del circuito. Para sistemas fotovoltaicos, el límite se aplica entre las 6 a. m. y las 6 p. m.

En la práctica, esto significa que circuitos con baja demanda o infraestructura limitada se saturan rápidamente y no permiten proyectos adicionales sin reforzar la red. Los desarrolladores deben analizar la carga base del circuito y evaluar soluciones como sistemas de almacenamiento o acuerdos para limitar la inyección en horas críticas, pues de lo contrario podrían encontrar que no hay capacidad disponible.

⬆ Contrato de respaldo

Cualquier autogenerador con capacidad instalada ≥ 100 kW debe contratar capacidad de respaldo de la red con el operador local. El cliente paga un cargo anual por disponibilidad calculado según la potencia respaldada, la congestión de la red, el plazo del contrato y el índice de precios al productor.

El cargo de respaldo asegura que, cuando la unidad de autogeneración no pueda atender la demanda, el usuario tenga acceso a la red. Sin embargo, al estar indexado a factores como la potencia contratada, la congestión y el plazo, puede representar un costo significativo para proyectos de 100 kW o más, reduciendo su tasa interna de retorno.

La falta de una metodología clara para definir la “capacidad de respaldo requerida” genera incertidumbre al negociar con el operador de red. Para mitigar este riesgo, es conveniente incorporar cláusulas de revisión periódica de costos en los modelos financieros y considerar estrategias de reducción de la demanda en punta para minimizar la capacidad respaldada.

3. Tratamiento de excedentes y comercialización

Esquema general (CREG 174 de 2021)

Crédito de energía (Excedente tipo 1, Exc1) – Aplica a AGPE y GD que usan FNCER

La energía excedente generada se compensa como crédito en la factura, descontando energía y cargos de la misma frontera comercial. Si al cierre de un periodo existen excedentes remanentes, se pueden acumular durante el año. Para AGPE de ≤ 100 kW, el crédito puede usarse en hasta 12 facturas; para proyectos > 100 kW, el crédito se usa en el mismo periodo.

Excedente tipo 2 (Exc2) – Energía generada que supera el consumo y no puede ser compensada.

Se vende al comercializador. La CREG 174/2021 estableció que el precio de venta es el precio horario de la bolsa de energía (Pb), más un incentivo de 50 % de las pérdidas técnicas para GD.

Opciones para AGPE sin FNCER

Pueden vender excedentes al comercializador o a usuarios no regulados (contratos bilaterales).

Opciones para AGPE con FNCER

Además de las opciones anteriores, pueden utilizar el crédito de energía (Exc1) y vender excedentes remanentes (Exc2) a precio de bolsa.

Cambios introducidos en 2025

↑ I. Cambio de precio de excedentes

CREG 101 072 de 2025 cambió el precio de venta de los excedentes de GD y el precio de compra de Exc2 de AGPE: reemplazó el precio de bolsa horario (Pb) por el costo promedio ponderado de contratos (Mc).

↑ II. Periodo de transición

La modificación debía empezar seis meses después de la entrada en vigor de la resolución.

↑ III. Suspensión temporal y figura Exc_Neg

III. CREG 101 087 de 2025 dejó transitoriamente sin efecto el cambio de precio para Exc2 y GD. Hasta que se emita la metodología de traslado de compras de energía, se seguirá usando el precio de bolsa horario. Además, introdujo la figura Exc_Neg para excedentes que generan demanda negativa del comercializador y estableció reglas para su tratamiento en el ASIC.

La sustitución del precio de bolsa horario (Pb) por el costo promedio ponderado de contratos (Mc) reduce la remuneración esperada de los excedentes, ya que el Mc suele ser inferior y más estable que el precio de bolsa.

Para los inversionistas, esto implica revisar la estructura financiera de los proyectos: el precio de bolsa permite capturar picos de altos precios, mientras que el Mc ofrece estabilidad, pero limita el “upside”. La transición establecida en 2025 –y la suspensión temporal de la Resolución 101 087– brinda un periodo para ajustar modelos financieros y renegociar contratos con comercializadores. Es crucial analizar escenarios de precios con ambos criterios y definir coberturas que minimicen la volatilidad.

IV. Nuevas condiciones para comunidades energéticas

AGRC y GDC pueden comercializar excedentes bajo las mismas reglas de la Resolución 174 de 2021, pero deben utilizar la variable Mc para remuneración y seguir límites de 5 MW. El acuerdo comunitario define los aportes y reglas de operación.

La creación de comunidades energéticas (AGRC y GDC) abre oportunidades para que varios usuarios compartan proyectos de generación renovable de hasta 5 MW, distribuyendo inversiones y riesgos. Esta figura permite desarrollar plantas mayores que las permitidas para un autogenerador individual y facilita el acceso a financiamiento, ya que se respaldan con la demanda combinada de la comunidad.

Sin embargo, su implementación requiere un Acuerdo de Comunidad Energética que regule aportes, derechos y obligaciones, así como la coordinación con el operador de red y el comercializador para medir y liquidar los excedentes. El uso de la variable Mc para remunerar los excedentes puede disminuir los ingresos respecto al precio de bolsa, por lo que los miembros deben calibrar sus expectativas de retorno y diseñar esquemas de financiamiento adecuados.

En GD, los cambios no suelen ser tecnológicos sino de señal económica (cómo se remunera el excedente) y de capacidad (qué tan rápido se satura la red). Por ello, la estructuración debe incluir sensibilidad de ingresos, buffers de tiempo y un enfoque de mitigación (almacenamiento, acuerdos operativos, y cláusulas de ajuste/regulatorias).

4. Procedimientos de conexión y medición

Solicitud de conexión

Los interesados deben presentar al operador de red la información técnica del proyecto, diagrama unifilar, planos, especificaciones del sistema y la solicitud de viabilidad técnica. La Resolución 174 de 2021 creó un formulario simplificado para AGPE y GD y estableció tiempos máximos de respuesta. Para sistemas > 100 kW se realiza un estudio de conexión simplificado.

Medición

- **AGPE/GD que no entregan excedentes:** pueden mantener la medición actual hasta que se implementen los programas de medición avanzada.
- **AGPE/GD que sí entregan excedentes:** deben instalar medidores bidireccionales y cumplir con el Código de Medición (Resolución CREG 038/2014 y normas posteriores). Para sistemas ≤ 100 kW no se exige medidor de respaldo ni verificación por firma auditora.

5. Tensiones operativas y fricciones en la implementación

⬆️ Acaparamiento de puntos de conexión y capacidad limitada

El reporte de SER Colombia 2024 identifica que algunos agentes reservan puntos de conexión sin ejecutar proyectos, bloqueando otros proyectos de GD. Además, la capacidad de los circuitos se ve limitada por la regla del 50 % de la capacidad nominal, lo que restringe la inclusión de más proyectos.

⬆️ Tiempos y trámites

Los operadores de red demoran el estudio y aprobación de solicitudes; la documentación requerida y la coordinación con múltiples actores (operador, comercializador, interventoría) alargan los tiempos. El periodo de validez de la viabilidad de conexión (9 meses) es insuficiente para culminar los proyectos.

⬆️ Capacidad de respaldo y costos

El cargo de respaldo, calculado con base en la Resolución 015 de 2018, genera incertidumbre. La metodología introduce el concepto de “capacidad de respaldo requerida” sin un procedimiento claro para su determinación, y el costo debe negociarse entre el autogenerador y el operador de red, lo que puede generar retrasos y costos inesperados.

⬆️ Cambios en el valor de los excedentes

El cambio propuesto por la CREG en 2025 para remunerar excedentes con el costo promedio ponderado de contratos (Mc) en lugar del precio de bolsa reduce los ingresos esperados de los autogeneradores y GD. Esto genera incertidumbre en la estructuración financiera de los proyectos, pues históricamente el precio de bolsa ha sido mayor que el Mc.

⬆️ Exceso de requisitos técnicos y burocracia

La obligación de instalar medidores bidireccionales, presentar garantías y firmar contratos de respaldo para sistemas relativamente pequeños (≥ 100 kW) incrementa los costos y dificulta la participación de pequeños actores.

⬆️ Falta de coordinación para comunidades energéticas

La regulación de 2025 es reciente; existe poca experiencia para coordinar acuerdos de comunidad, registrar usuarios y gestionar excedentes. El éxito de los modelos AGRC/GDC depende de que los operadores de red, comercializadores y usuarios adopten sistemas de medición y liquidación de créditos de energía; actualmente no existen tiempos estándar de respuesta.

6. Consideraciones para el desarrollo de proyectos de Generación Distribuida

- Evaluar la capacidad del circuito y disponibilidad de la red antes de solicitar conexión; la regla del 50 % puede requerir estudios adicionales o almacenamiento para mitigar la inyección horaria.
- Definir el esquema comercial (crédito de energía o venta de excedentes) según la capacidad del proyecto y la existencia de FNCER. Revisar los cambios regulatorios sobre precios de excedentes y asegurarse de incluir periodos de transición y cláusulas de revisión.
- Prever el cargo de respaldo para proyectos ≥ 100 kW; solicitar al operador de red la tarifa y considerar su impacto en la factibilidad económica.
- Mantenerse informado sobre las normas complementarias (proyectos CREG 701 091 y 701 097 de 2025 y las metodologías para el traslado de compras de energía) que pueden modificar los precios y procesos de conexión.
- Analizar la posibilidad de proyectos colectivos bajo las figuras de AGRC o GDC, aprovechando el límite de 5 MW y la dispersión en un mismo mercado, pero considerando la necesidad de acuerdos de comunidad y la incertidumbre sobre la metodología de remuneración.

Acceso a red y capacidad real de conexión

El acceso a la red de transporte y distribución es el recurso más escaso en la transición energética colombiana. Al cierre de 2025, el Gobierno Nacional reportó la liberación de más de 5.000 MW de capacidad que estaba retenida por proyectos no viables, lo que representa cerca del 25% de la capacidad instalada total del país.²⁶

+5.000 MW de capacidad liberados al cierre de 2025

Regla del 50% y Hosting Capacity

La capacidad de acogida (hosting capacity) de los transformadores de distribución está regulada estrictamente por el límite del 50%. En niveles de tensión 1, si la suma de la potencia de los AGPE y GD instalados supera el 50% de la capacidad nominal del transformador o del circuito, el OR tiene la potestad de negar nuevas conexiones hasta que se realicen obras de expansión, cuyo costo debe ser asumido por el interesado bajo ciertas condiciones.⁹

Semáforo de disponibilidad y reasignación de puntos

El "semáforo de disponibilidad" es la herramienta pública obligatoria para los OR. Este clasifica los nodos según su saturación:



La Resolución CREG 701 095 de 2025 introdujo reglas transitorias para la asignación de capacidad, exigiendo garantías de 5 USD/kW para dar seriedad a las solicitudes y evitar el carrusel de puntos de conexión.²² Esta resolución habilita la liberación voluntaria de capacidad para proyectos Clase 1 que no hayan logrado el cierre financiero o hitos ambientales antes de diciembre de 2025, permitiendo que la UPME reasigne estos puntos de forma más eficiente.²²

Efectos técnicos en redes de distribución

La integración de recursos energéticos distribuidos altera el comportamiento pasivo tradicional de las redes. El flujo inverso de potencia desde los prosumidores hacia las subestaciones genera desafíos en el control de tensión y la coordinación de protecciones.

Control Volt-VAr y Perfil de Tensión

La inyección de potencia activa por parte de los AGPE tiende a elevar los niveles de tensión en los extremos de los circuitos. Los inversores modernos deben cumplir con capacidades de control Volt-VAr para absorber o inyectar potencia reactiva y mitigar estas variaciones.¹⁶ El CNO, mediante el Acuerdo 2087 de 2026, ha estandarizado las pruebas de cumplimiento para estos equipos, asegurando que operen dentro de las bandas permitidas de tensión del SIN.²⁹

Armónicos y Flicker

La electrónica de potencia de los inversores puede introducir distorsión armónica total (THD). Según la Resolución CREG 174 de 2021 y las normativas IEEE 519 y 1453 adoptadas en Colombia, los sistemas de generación no deben inducir niveles de armónicos que degraden la vida útil de los transformadores del OR o afecten a otros usuarios.⁹ Los AGPE >100 kW son sujetos de pruebas rigurosas de THD y Flicker antes de recibir el acta de entrada en operación comercial.³⁰

Riesgo de isla y protecciones

El Acuerdo CNO 2087 de 2026 actualiza los requisitos de protecciones para evitar la operación en isla no intencional.²⁹ Las plantas deben contar con protecciones de sobre/sub-tensión y sobre/sub-frecuencia que las desconecten en milisegundos ante una pérdida de la referencia de red.²⁹ Para sistemas >100 kW, se requiere supervisión remota de variables como potencia activa, reactiva y estado de la conexión desde el centro de control del OR.¹⁶

Gestión de excedentes y pérdida de valor del prosumidor

El modelo económico de la autogeneración enfrenta un cambio de paradigma con la transición hacia el Mc. Históricamente, el autoconsumo efectivo ha sido la mayor fuente de rentabilidad, ya que el usuario evita pagar el Costo Unitario (CU) completo de la energía importada. Sin embargo, la valoración de los excedentes es crítica para proyectos industriales con baja carga los fines de semana.

La sustitución del Pb por el Mc busca mitigar la pérdida de valor que sufren los prosumidores cuando inyectan energía en momentos de sobreoferta solar. Sin embargo, para los comercializadores puros, el costo de comprar energía al prosumidor a precio Mc y liquidarla en bolsa a un precio inferior genera un déficit financiero que la CREG ha intentado resolver mediante la figura de Exc_Neg y ajustes en la Resolución 701 097 de 2025.¹³

Tabla 2. Comparativa de liquidación 2025

VARIABLE	MECANISMO ANTERIOR (PB)	MECANISMO 2025 (MC)	IMPACTO FINANCIERO
Estabilidad	Volátil (Horaria)	Estable (Promedio Mensual)	Mejora la bancabilidad
Valoración	Puede ser <\$100/kWh en mediodía	Basada en contratos (\$250-\$350/kWh)	Aumenta ingresos por excedentes
Complejidad	Liquidación horaria compleja	Valor fijo mensual simplificado	Facilita la facturación



Cuellos de botella para el escalamiento de la GD

El escalamiento de la generación distribuida en Colombia hacia 2027 enfrenta obstáculos institucionales y tecnológicos significativos.

La digitalización de redes y la reducción de trámites son condiciones necesarias para escalar la GD

Infraestructura de red y digitalización

La falta de despliegue masivo de Medición Inteligente (AMI) impide que los OR gestionen la red de forma activa. Sin AMI, la red se opera de forma "ciega", lo que obliga a mantener márgenes de seguridad excesivos que reducen la capacidad real de conexión de nuevos AGPE.¹¹ La digitalización es necesaria para implementar sistemas DERMS (Distributed Energy Resource Management Systems) que orquesten miles de pequeñas plantas solares.¹⁹

Capacidades institucionales y trámites

El tiempo promedio de entrada en operación para un AGPE industrial supera los 8 meses, debido a la cadena de trámites entre el OR, la UPME y la SSPD.¹⁹ Aunque la Resolución UPME 749 de 2025 establece nuevos requisitos para el registro de proyectos, la carga burocrática sigue siendo alta para pequeños inversores.⁶ Además, el riesgo financiero sectorial derivado de los saldos de la opción tarifaria limita la capacidad de los comercializadores para invertir en modernización de redes.⁴

> 8 meses

TIEMPO PROMEDIO DE ENTRADA EN OPERACIÓN AGPE INDUSTRIAL

5 USD/kW

GARANTÍA EXIGIDA PARA ASIGNACIÓN DE CAPACIDAD

Implicaciones para la planeación del sistema eléctrico colombiano

La GD ya es una variable estructural en los modelos de la UPME. El Plan Energético Nacional (PEN) 2050 proyecta que la generación distribuida y la eficiencia energética reducirán la necesidad de expansión de grandes redes de transmisión en un **15% hacia 2040**.

La integración de almacenamiento con baterías, incentivada por las Resoluciones CREG 101 072 y 101 087 de 2025, permite que la GD aporte a la firmeza del sistema. Los sistemas solares + BESS pueden proveer servicios complementarios de control de frecuencia y tensión, aumentando la resiliencia ante fenómenos de El Niño, donde la generación térmica ha tenido que cubrir hasta el 40% de la demanda en escenarios críticos.

Proyecciones 2030-2050

El PEN 2050 establece una trayectoria de descarbonización donde las FNCER (incluyendo GD) alcanzarán una participación del 45% en la matriz de capacidad instalada.³² La sinergia con la movilidad eléctrica es fundamental; se espera que los AGPE actúen como puntos de carga inteligente, utilizando el excedente solar del mediodía para alimentar flotas eléctricas, reduciendo las pérdidas técnicas de distribución y optimizando la curva de carga nacional.³²

Para 2026, con una demanda proyectada de 92.900 GWh, la GD y la autogeneración serán pilares indispensables para evitar el racionamiento y mantener precios competitivos en un mercado cada vez más dependiente de la variabilidad climática.⁴ La consolidación de las Comunidades Energéticas y la transición exitosa al esquema de precios Mc definirán el éxito de Colombia como líder regional en descentralización energética.

PROYECCIÓN DE DEMANDA 2026

Para 2026, con una demanda proyectada de 92.900 GWh, la GD y la autogeneración serán pilares indispensables.

| 45%
META FNCER EN CAPACIDAD
INSTALADA AL 2050

| 92.900 GWh
DEMANDA
PROYECTADA 2026

Referencias

XM S. A. E. S. P. (2025). En el tercer trimestre del 2025, 5 proyectos de transmisión y 18 de generación. <https://www.xm.com.co/noticias/8337-en-el-tercer-trimestre-del-2025-5-proyectos-de-transmision-y-18-de-generacion>

Ministerio de Minas y Energía. (2025). Plan 6GW Plus: Del 2% al 13,87% Colombia da un salto histórico hacia energías limpias. <https://www.minenergia.gov.co/es/sala-de-prensa/noticias-index/plan-6gw-plus-del-2-al-1387-colombia-da-salto-historico-hacia-energias-limpias/>

pv magazine Latam. (2026, febrero 5). Colombia incorporó 333,87 MW fotovoltaicos en 2025. <https://www.pv-magazine-latam.com/2026/02/05/colombia-incorporo-33387-mw-fotovoltaicos-en-2025/>

Mordor Intelligence. (s. f.). Tamaño, participación, tendencias e informe de investigación del mercado energético colombiano, 2031. <https://www.mordorintelligence.ar/industry-reports/colombia-power-market>

Gran Foro Perspectivas Económicas 2026. (2026). Gran Foro Perspectivas Económicas 2026 [Video]. YouTube. <https://www.youtube.com/watch?v=CQkiB5h7PeY>

Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). (s. f.). Compilación de resoluciones – Gestor Normativo Alejandría 2.0. https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/compilacion_resoluciones_unidad_planeacion_minero_energetica_upme.html

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). (2024). Proyecto de Resolución 701 051 de 2024 – Comunidades energéticas. https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/pdf/doc_creg_0901_79_2025.pdf

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). (2025a). Resolución 101 087 de 2025. https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_101-87_2025.htm

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). (2021). Resolución 174 de 2021. https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0174_2021.htm

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). (2025b). Concepto 5076 de 2025. https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/concepto_creg_0005076_2025.htm

Universidad de los Andes – Educación Continua. (s. f.). Optimización tecno-económica de proyectos de autogeneración (AGPE) con PV y BESS. <https://educacioncontinua.uniandes.edu.co/optimizacion-tecno-economica-de-proyectos-de-autogeneracion-agpe-con-pv-y-bess/p>

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). (2025c). Resolución CREG 101 087 de 2025 [PDF]. https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/originales/Resoluci%C3%B3n_CREG_101_087_2025/Resoluci%C3%B3n_CREG_101_087_2025.pdf

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). (2025d). Proyecto de Resolución CREG 701 097 de 2025. https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/originales/Proyecto_Resoluci%C3%B3n_CREG_701_097_2025/Documento_CREG_901_207_2025.docx

Chalela Abogados. (2025). Proyecto de Resolución CREG 701 097 de 2025. <https://www.chalela-legal.com/en/proyecto-de-resolucion-creg-701-097-de-2025/>

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). (2021). Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional. <https://gestornormativo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/83b41035c2c4474f05258243005a1191.html>

Consejo Nacional de Operación (CNO). (2023). Acuerdo 1544 de 2023. https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/acuerdo_cno_1544_2022.htm

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). (2022). Concepto 997 de 2022. https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/concepto_creg_0000997_2022.htm

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). (2025e). Concepto 3553 de 2025. https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/concepto_creg_0003553_2025.htm

Valora Analitik. (2026). CREG propone cambios a las reglas de autogeneradores y comunidades energéticas en Colombia. <https://www.valoraanalitik.com/creg-propone-cambios-a-las-reglas-de-autogeneradores-y-comunidades-energeticas-en-colombia/>

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). (2025f). Resolución 701 097 de 2025. https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_701-97_2025.htm

Empresas Públicas de Medellín (EPM). (s. f.). Contrato de disponibilidad de capacidad de respaldo para autogeneradores [PDF]. <https://www.epm.com.co/content/dam/epm/clientes-y-usuarios/autogeneradores/autogeneradores-1/contrato-respaldo-autogeneradores.pdf>

PHR Legal. (2025). Proyecto de Resolución CREG 701 095 de 2025. <https://phrlegal.com/wp-content/uploads/2025/07/boletin-phr-legal-proyecto-de-resolucion-creg-701-095-de-2025-1-2.pdf>

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). (2025). La CREG publica la resolución definitiva de reglas transitorias para la conexión de nueva generación al Sistema Interconectado Nacional. <https://creg.gov.co/publicaciones/15921/la-creg-publica-la-resolucion-definitiva-de-reglas-transitorias-para-la-conexion-de-nueva-generacion-al-sistema-interconectado-nacional/>

Ministerio de Minas y Energía. (s. f.). Misión de transformación energética y modernización de la industria eléctrica: Hoja de ruta para la energía del futuro [PDF]. https://www.minenergia.gov.co/documents/9180/Resumen_MTE_primera_fase_VF_2.pdf

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). (2025g). Metodología de remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica. https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/originales/Proyecto_Resoluci%C3%B3n_CREG_701_090/DOCUMENTO_CREG_901_194_2025.pdf

Energía Estratégica. (2026). Gobierno de Colombia libera más de 5000 MW de la red para nuevos proyectos renovables. <https://www.energiaestrategica.com/gobierno-de-colombia-libera-mas-de-5000-mw-de-la-red-para-nuevos-proyectos-renovables/>

Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. (2022). Informe de inspección especial Centrales Eléctricas del Norte de Santander (CENS) [PDF]. <https://www.superservicios.gov.co/sites/default/files/inline-files/Informe-de-inspeccion-especial-CENS-2022.pdf>

República de Colombia. (2025). Resolución 101 094 de 2025. SUIN-Juriscol. <https://www.suin-juriscol.gov.co/clp/contenidos.dll/Resolucion/30055862>

Consejo Nacional de Operación (CNO). (2025). Acuerdo 2087. <https://www.cno.org.co/content/acuerdo-2087-por-el-cual-se-actualizan-los-requisitos-de-protecciones-para-la-conexion-de>

Consejo Nacional de Operación (CNO). (2023). Acuerdo 1549. <https://www.cno.org.co/content/acuerdo-1549-por-el-cual-se-aprueba-la-actualizacion-del-documento-de-pruebas-y>

Consejo Nacional de Operación (CNO). (2023). Acuerdo 1545. <https://www.cno.org.co/content/acuerdo-1545-por-el-cual-se-aprueba-el-documento-de-pruebas-y-verificacion-de-parametros>

Ministerio de Minas y Energía. (s. f.). Escenarios de mitigación de emisiones – PIGCCME [PDF]. https://pigccme.minenergia.gov.co/public/uploads/web_documentos/61b8b1308832d.pdf

Ioner. (2026). ¿Cómo está compuesta la matriz energética de Colombia en 2025? Informe técnico y proyección 2026. <https://ioner.co/matriz-energetica-de-colombia-2025/>

XM (2026), se declararon en operación comercial 40 proyectos de transmisión y 75 de generación. <https://www.xm.com.co/noticias/8712-en-2025-se-declararon-en-operacion-comercial-40-proyectos-de-transmision-y-75-de>

