



Superservicios

Generación Eléctrica en Colombia 2026:

Concentración, Riesgos y Transición Energética

Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios



Felipe Durán Carrón

Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios

Omar Camilo López López

Superintendente Delegado para Energía y Gas Combustible

Andrés Felipe Peñaranda Bayona

Director Técnico de Gestión de Energía (E)

EQUIPO DE TRABAJO

- Francisco de Paula Toro Zea
- Laura Liliana Bernal Martínez
- Héctor Horacio Suárez Bernal
- Observatorio Nacional de Servicios Públicos Domiciliarios – Superservicios

Tabla de contenido

1. Introducción.....	10
2. Marco Normativo	15
3. Definiciones.....	19
4. Caracterización de las Plantas de Generación.....	29
4.1. Capacidad de <i>generación</i> por estado operativo y tipo de despacho.....	29
4.2. Caracterización de las plantas de generación por tipo de tecnología	31
4.2.1 Capacidad instalada hidroeléctricas.....	33
4.2.2 Capacidad instalada termoeléctricas.....	33
4.2.3 Capacidad instalada fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER)	34
4.3. Caracterización de las plantas de generación por recurso energético.....	36
4.3.1 Fuentes renovables de energía	37
4.3.2 Fuentes no renovables	39
4.4. Evolución de la capacidad instalada y de la matriz energética.....	45
4.4.1 Evolución de la capacidad instalada.....	45
4.4.2 Evolución de la matriz energética.....	47
4.5. Distribución Geográfica de Plantas.....	51
5. Proyectos Aprobados	60
5.1. Caracterización de proyectos Clase 1.....	60
5.1.1 Proyectos aprobados y liberados.....	61
5.1.2 Proyectos supeditados y no supeditados.....	62
5.1.3 Fechas de Puesta en Operación (FPO) de los proyectos	63
5.2. Proyectos por Tipo de Tecnología	64

5.3.	Distribución Geográfica Los Proyectos.....	66
5.4.	Proyección de la capacidad instalada del SIN.....	71
5.5.	Reprogramación de Entrada en Operación de Proyecto.....	76
6.	Concentración de Plantas y Proyectos de Generación	78
6.1.	Concentración de Capacidad de Plantas de Generación	78
6.1.1	Concentración por tipo de despacho de <i>Plantas</i> de Generación.....	79
6.1.2	Concentración total de <i>Plantas</i> por agente generador.....	88
6.2.	Concentración de Capacidad de Proyectos de Generación Futuros.....	90
6.2.1	Concentración por tipo de despacho de Proyectos de Generación.....	91
6.2.2	Concentración total de <i>Proyectos</i>	96
6.2.3	Concentración total de <i>Proyectos</i>	97
6.3.	Concentración de Capacidad Integrando Plantas Instaladas y Proyectos Futuros	100
7.	Conclusiones.....	104
7.1.	Transición energética y evolución de la matriz energética	104
7.2.	Seguridad de abastecimiento y riesgos de suficiencia energética	104
7.3.	Concentración geográfica y territorial de la generación.....	105
7.4.	Concentración de mercado, agentes y promotores	105
7.5.	Ejecución de proyectos, atrasos y proceso de aprobación.....	106
7.6.	Estabilidad operativa del sistema ante la creciente penetración renovable	107
7.7.	Gestión de activos e infraestructura existente	107
8.	Recomendaciones de Política Pública y Regulación	107
8.1.	Consolidación de la transición energética iniciada desde 2022.....	108
8.2.	Marco normativo para la diversificación tecnológica y el almacenamiento de energía	108

8.3.	Mecanismos de descentralización geográfica de la generación.....	109
8.4.	Regulación frente a la concentración del mercado de plantas en operación	110
8.5.	Modernización del mercado para trasladar al usuario final los menores costos de las renovables.....	111
8.6.	Aceleración y blindaje del licenciamiento previo a la asignación de capacidad...	112
8.7.	Coordinación estricta del despacho y los mantenimientos de centrales de alto impacto	112
8.8.	Auditoría de precios de oferta y reconocimiento de la depreciación de activos	113
8.9.	Modernización del esquema de despacho económico	114

Tabla de gráficas

Gráfica 1 – Etapas proceso de aprobación proyectos Clase 1.....	13
Gráfica 2 – Número de plantas conectadas al SIN en operación y prueba según el tipo de despacho.....	30
Gráfica 3 – Comparativo de capacidad instalada y número de plantas según el tipo de despacho	30
Gráfica 4 – Distribución del número de plantas de generación por tecnología y tipo de despacho	35
Gráfica 5 – Distribución de capacidad total por tipo de planta	35
Gráfica 6 – Distribución por clase de recurso energético.....	37
Gráfica 7 – Capacidad (MW) de plantas conectadas al SIN por recurso energético.....	41
Gráfica 8 – Capacidad por Área Operativa y recurso energético.....	43
Gráfica 9 – Participación porcentual de recursos energéticos en la capacidad instalada.....	44
Gráfica 10– Distribución porcentual de capacidad instalada por área Operacional.....	45
Gráfica 11– Evolución de capacidad instalada (MW) al SIN 1970 – 2026	46
Gráfica 12– Evolución de matriz energética para generación eléctrica 1970 – febrero 2026	48
Gráfica 13– Evolución de la participación porcentual de recursos en la matriz energética	49
Gráfica 14 – Comparación en la utilización de recursos renovables frente a recursos fósiles	50
Gráfica 15– Distribución de capacidad (MW) por clase de recursos energéticos para la generación de energía eléctrica Período 2000 – 2026.....	50
Gráfica 16 – Distribución geográfica de la capacidad instalada (MW) de los principales recursos de generación de energía eléctrica.....	53
Gráfica 17 – Recursos energéticos y capacidad instalada (MW) por departamento.....	55
Gráfica 18 – Distribución porcentual de capacidad instalada por departamento	57
Gráfica 19– Distribución de capacidad instalada y número de plantas por departamento	58
(1): Considerando únicamente proyectos que conservan la capacidad de transporte asignada.....	61
Gráfica 20 – Número de proyectos por tipo de tecnología.....	65
Gráfica 21 – Capacidad de proyectos por tipo de tecnología	66

Gráfica 22 – Distribución por de la capacidad asignada por departamento.....	68
Gráfica 23 – Distribución por de la capacidad asignada por departamento y por tecnología	69
Gráfica 24 – Capacidad de los proyectos futuros por recurso energético.....	71
Gráfica 1 – Capacidad actual y proyectada por departamento.....	73
Gráfica 27 – Matriz proyectada en capacidad	75
Gráfica 28 – Rezago en el ingreso de nueva capacidad por reprogramación de la FPO.....	77
Gráfica 29 – Distribución de plantas despachas centralmente por agente generador	81
Gráfica 30 – Porcentajes de participación por agente generador en plantas despachas centralmente	82
Gráfica 31 – Agentes que representan plantas no despachadas centralmente	86
Gráfica 32 – Porcentajes de participación por agente generador en plantas no despachadas centralmente	87
Gráfica 33 – Capacidad y porcentaje acumulado de participación por agente generador	89
Gráfica 34 – Distribución de plantas por agente generador.....	90
Gráfica 35 – capacidad de proyectos de plantas futuras a ser despachadas centralmente por agente generador.....	93
Gráfica 36 – capacidad de proyectos de plantas futuras a no ser despachas centralmente – agentes con mayor concentración.....	96
Gráfica 37 – Total de proyectos de plantas futuras, capacidad y porcentajes por agente.....	99
Gráfica 38 – Distribución de capacidad actual y futura por empresa	101
Gráfica 39 – Distribución de capacidad actual y futura por empresa	102
Gráfica 40– Dispersión de número de plantas + proyectos y capacidad actual y proyectada por empresa.....	103

Lista de Tablas

Tabla 1 - Número de plantas y capacidad (MW) conectadas al SIN.....	29
Tabla 2 - Participación porcentual de plantas de generación respecto a la capacidad total	31
Tabla 3 - Plantas Inactivas.....	31
Tabla 4 - Número de plantas por Tipo de Planta	32
Tabla 5 - Capacidad (MW) por Tipo de Planta.....	32
Tabla 6- Distribución de número de plantas por recurso energético	36
Tabla 7 - Distribución de capacidad (MW) por recurso energético.....	36
Tabla 8 - Distribución de capacidad (MW) por recursos energéticos.....	40
Tabla 9 - Distribución de capacidad de generación (MW) por Área Operativa y recurso energético	42
Tabla 10 - Evolución de la capacidad instalada (MW) de la matriz energética 1970 a marzo 2026....	47
Tabla 11 - Capacidad instalada (MW) por área operativa y departamento	51
Tabla 12 - Relación entre el número de plantas y la capacidad instalada en cada departamento .	56
Tabla 13 - Cantidad y capacidad de plantas y proyectos aprobados	60
Tabla 14 - Cantidad y capacidad de plantas y proyectos no liberados.....	61
Tabla 15 - Proyectos aprobados liberados y no liberados	62
Tabla 16 - Relación de los proyectos supeditados y no supeditados	63
Tabla 17 - Relación de los proyectos futuros que entran al sistema de acuerdo con la FPO, para cada año.....	63
Tabla 18 - Proyectos con reserva de capacidad de transporte que incumplieron con la FPO	64
Tabla 19 - Proyectos futuros por tipo de tecnología.....	64
Tabla 20 - Capacidad de proyectos futuros por tipo de tecnología.....	65
Tabla 21 - Capacidad de todos los proyectos futuros diferenciados por el recurso energético.....	67
Tabla 22 - Capacidad actual y proyectada en MW por departamento	72
Tabla 23- Proyección de la capacidad de los proyectos futuros por recurso energético.....	74

Tabla 24- Proyección del porcentaje de la capacidad de los proyectos futuros por recurso energético	74
Tabla 25- Número de plantas y capacidad por tipo de despacho – concentración de capacidad por tipo de despacho y total	79
Tabla 26 – Listado de los agentes generadores.....	79
Tabla 27 – Capacidad instalada y número de plantas no despachadas centralmente por agente generador E.S.P.	83
Tabla 28- Número de plantas, capacidad y porcentaje por agente generador	88
Tabla 29 – Número de proyectos de plantas futuras a ser despachadas centralmente y capacidad por agente.....	91
Tabla 30- Número de proyectos de plantas futuras a no ser despachadas centralmente y capacidad por agente	94
Tabla 31 – Total de proyectos de plantas futuras, capacidad y porcentajes por agente.....	97
Tabla 32 – Capacidad actual plantas en operación más futura de proyectos aprobados por grupo o empresa – (ventana de tiempo 2032)	100

1. Introducción

El presente documento tiene por objeto caracterizar el parque de generación de energía eléctrica conectadas al Sistema Interconectado Nacional – SIN – y los *proyectos*¹ de generación Clase 1 con aprobación de capacidad de transporte y punto de conexión por parte de la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME –.

La caracterización de las plantas existentes se realiza a partir de la información contenida en los aplicativos PARATEC y SINERGOX de XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P. – XM – y, para los proyectos, la caracterización se realiza a partir de la información remitida por la UPME a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios – SSPD – mediante oficio 20252223668731 del 11 de diciembre de 2025, en el que relaciona los proyectos aprobados Clase 1.

Para caracterizar las *plantas*, se consideran las siguientes variables:

- Nombre de la Planta.
- Tipo de despacho².
- Capacidad máxima disponible de la Planta (MW).
- Tipo de Planta³ (hidroeléctricas, térmicas, solares, eólicas, autogeneradores a pequeña y gran escala y cogeneradores).
- Energético principal con el que opera la Planta (energía hidráulica, energía solar, energía eólica, carbón, gas, combustibles líquidos derivados del petróleo, biomasa y biogas)

¹ En el presente documento, la expresión *plantas* se refieren a recursos de generación de energía eléctrica actualmente conectados al SIN; mientras que *proyecto* se refiere a aquellos que disponen de capacidad de transporte y punto de conexión aprobados por la UPME, en estado de desarrollo y no han entrado a fase de pruebas y operación.

² Despachadas centralmente y No despachadas centralmente.

³ Tipo de tecnología empleada para la generación de energía eléctrica: hidroeléctricas, térmicas, solares, eólicas, autogeneradores a pequeña y gran escala y cogeneradores.

- Estado actual⁴.
- Agente generador (E.S.P.) que representa la operación de la Planta
- Área Operativa, Sub-área operativa, departamento y municipio en donde está localizada la Planta.
- Fecha de Puesta en Operación (FPO) de la Planta
- Fecha de inactivación (para aquellas Plantas declaradas en estado inactiva)
- Factor de conversión de la planta⁵
- Punto de conexión, subestación a la que se conecta la Planta.

La caracterización de los *proyectos*, considera, en términos generales, las mismas variables empleadas para la caracterización de las *plantas*; sin embargo, se reemplaza *Agente Generador* por *Promotor del proyecto* y se adicionan las siguientes variables:

- Fecha de puesta en operación inicial del proyecto (FPO Inicial)
- Fecha de puesta en operación actual del proyecto (FPO actual)
- Constitución de garantía ante XM⁶ (con y sin garantía ante XM)
- Proyecto supeditado y no supeditado⁷.
- Proyecto Liberado y No Liberado
- Porcentaje de avance de proyectos No Liberados⁸

Tomando en consideración las variables arriba listadas, se caracterizan las plantas y proyectos a partir de la capacidad máxima declarada (MW), tipo de despacho (despachadas centralmente y no despachadas centralmente), agente generador (E.S.P.) que representa la operación de la planta o promotores responsables por el desarrollo del proyecto, tipo de planta, recursos energéticos utilizados para la generación y localización geográfica.

⁴ Se refiere al estado de las plantas actualmente conectadas al SIN: Operación, Pruebas e Inactiva.

⁵ Para plantas hidráulicas MW/m³/seg y para térmicas MBTU/MWh.

⁶ Garantía para respaldar la asignación de capacidad de transporte y punto de conexión, para proyectos clase 1, conforme con el artículo 24 de la resolución CREG 075 de 2021.

⁷ Proyecto condicionado o no a la construcción y puesta en operación de otro proyecto de STN y STR.

⁸ De acuerdo con la información reportadas por la UPME.

La caracterización también identifica el estado operativo de las plantas conectadas al SIN (*“en operación”, “en pruebas” e “Inactivas”*) y los proyectos futuros aprobados para un horizonte de tiempo hasta el 2032, el número de plantas instaladas y proyectos futuros, tipo de tecnología utilizada (hidroeléctricas, termoeléctricas, eólicas, fotovoltaicas), así como la localización y distribución de la capacidad actual y proyectada en las diferentes sub-áreas operativas y departamentos.

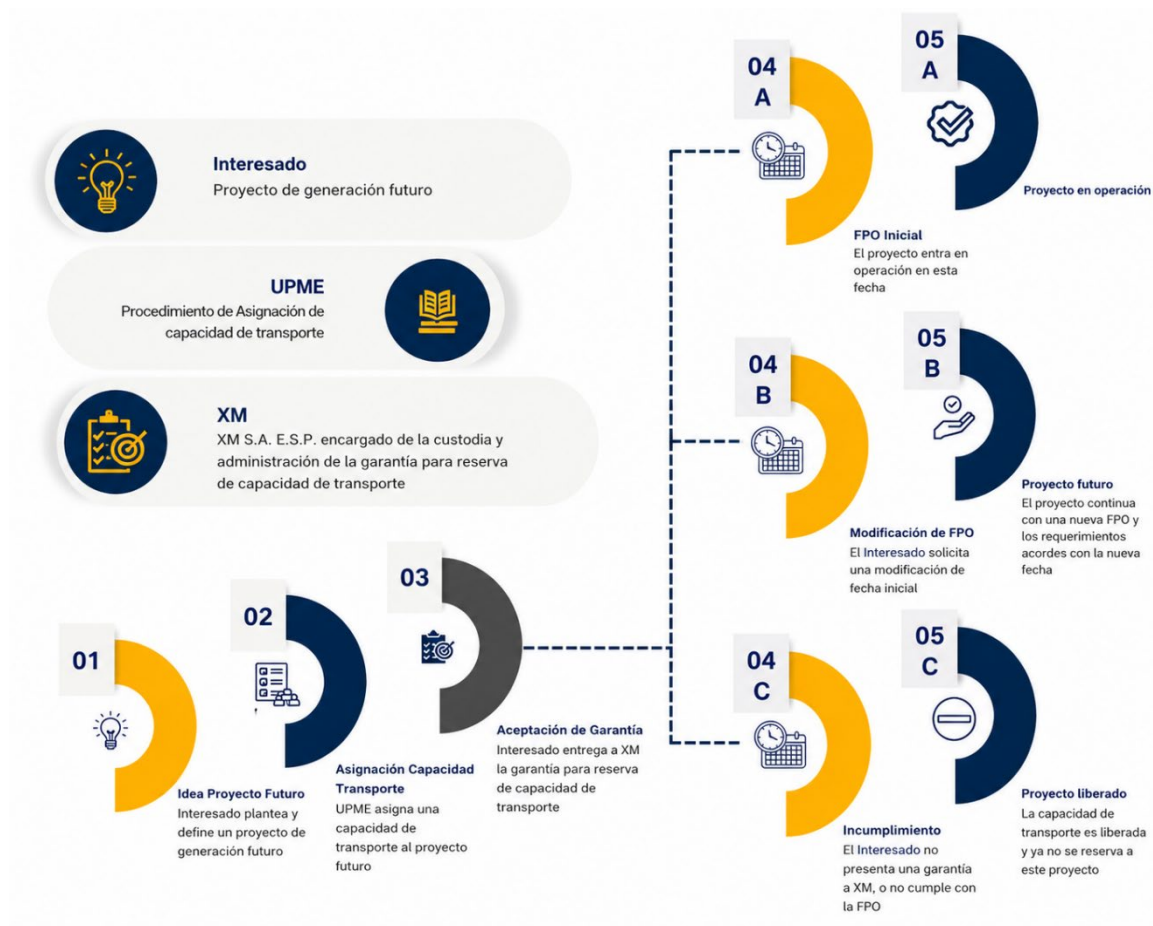
También se presenta la evolución de la matriz energética del País para generación eléctrica, a partir de la Fecha de Puesta en Operación y de los recursos energéticos disponibles para el desarrollo de esta actividad. Lo anterior permite comparar y visualizar el desarrollo y penetración de las fuentes convencionales (p. ej. energía hidráulica) y no convencionales (p. ej. energía solar y eólica) de energía renovable versus las fuentes de origen fósil (combustibles líquidos derivados del petróleo, gas y carbón) y evidencia el considerable incremento, en el cuatrienio 2022 – 2026, de la participación de las Fuentes Renovables de Energía en la generación de energía eléctrica en Colombia.

En razón a diferentes factores que impiden la ejecución de los proyectos, para algunos de estos se libera la capacidad de transporte y punto de conexión que fueron previamente aprobados por la UPME; en el presente documento se relaciona la capacidad (MW) y los proyectos que han sido liberados. Adicionalmente en desarrollo del procedimiento de aprobación y ejecución de los proyectos de generación Clase 1 aprobados por la UPME, se indican los proyectos que han constituido garantía ante XM.

Se presenta un análisis de los tiempos de atraso de los proyectos, tomando en consideración las Fechas de Puesta en Operación iniciales, definidas dentro del proceso de aprobación de los proyectos, y las Fechas de Puesta en Operación actuales, modificadas en las etapas previas a su entrada en operación.

La gráfica 1 ilustra los tres principales actores involucrados en el mecanismo de reserva de capacidad de transporte previo a la puesta en operación de los proyectos de generación Clase 1, detallando en tres pasos el proceso del mecanismo: Idea del proyecto futuro, asignación de reserva de capacidad de transporte y aceptación de la garantía asociada. Finalmente el gráfico presenta, tres situaciones posibles frente a la Fecha de Puesta en Operación - FPO -, su cumplimiento, su modificación o su incumplimiento.

Gráfica 1 – Etapas proceso de aprobación proyectos Clase 1



Finalmente, se presentan resultados relacionados con la concentración de propiedad, en número y capacidad de generación de energía eléctrica en megavatios (MW), de las

plantas conectadas al Sistema Interconectado Nacional (SIN) y de los proyectos aprobados, que se conectarán al SIN en un horizonte de tiempo hasta el 2032.

También se presenta un capítulo de definiciones de términos relacionados con el objeto del presente documento y, en general, con la actividad de generación de energía eléctrica, con base en la normatividad vigente expedida por diferentes entidades del sector como la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), el Consejo Nacional de Operación (CNO), XM S.A. E.S.P. y el Ministerio de Minas y Energía (MME).

2. Marco Normativo

El Artículo 365 de la Constitución Política de Colombia, establece que los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado y debe asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional. En desarrollo de este mandato, el Estado conserva la competencia para regular, controlar y vigilar la prestación de dichos servicios, orientado a garantizar el interés general y la protección de los usuarios, independiente de la naturaleza jurídica de la empresa prestadora del servicio.

En el marco de la Ley 142 de 1994 el servicio de energía eléctrica se constituye como un servicio público, y conforme con lo establecido en el numeral 25 del artículo 14, esta Ley aplica a todas sus actividades complementarias; por su parte, la Ley 143 de 1994 establece que las actividades relacionadas con el servicio de energía eléctrica son: generación, transmisión, distribución y comercialización, configurando una cadena funcional e interdependiente.

En este contexto, la generación de energía eléctrica forma parte integral de la cadena de prestación del servicio público de energía eléctrica, y se constituye en una actividad fundamental para garantizar que la energía eléctrica llegue a los usuarios finales, en condiciones de eficiencia, calidad, continuidad, adaptabilidad, neutralidad, solidaridad y equidad, como lo establece el artículo 6 de la Ley 143 de 1994.

El Estado es competente para intervenir en la actividad de generación y sobre los agentes generadores, en la medida en que su operación incide directamente en la adecuada prestación del servicio público de energía eléctrica. Esta intervención se materializa a través de un esquema institucional claramente definido, en el cual el Ministerio de Minas y Energía (MME) define las políticas energéticas del País ; la CREG ejerce funciones de regulación económica y técnica; la UPME es la entidad responsable de la planeación sectorial; XM S.A. E.S.P., coordina y opera el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y administra el Mercado de Energía Mayorista (MEM), y la SSPD ejerce funciones de

inspección, vigilancia y control, sobre las actividades de la cadena del servicio de energía eléctrica.

El artículo 79 de la Ley 142 de 1994 y el artículo 9 de la Ley 143 de 1994, le atribuyen a la SSPD la competencia para ejercer las funciones de inspección, vigilancia y control sobre la actividad de generación de energía eléctrica y sobre los agentes generadores, con el fin de verificar el cumplimiento de las obligaciones legales, regulatorias y de prestación del servicio, sin perjuicio de las competencias específicas asignadas a otras entidades del sector

Además de la Constitución y de las Leyes antes citadas, el marco normativo aplicable a la actividad de generación de energía eléctrica incluye, entre otras, las siguientes disposiciones: Ley 1715 de 2014, por medio de la cual se regula e integra la participación de las energías renovables al sistema energético nacional; la Ley 2099 de 2021, que dicta disposiciones orientadas a la transición energética; la Ley 2294 de 2023 *“Plan Nacional de Desarrollo 2022 – 2026 Colombia, potencia mundial de la vida”* que introduce modificaciones a la Ley 1715 de 2014, define políticas en materia de descarbonización y promoción de autogeneración; la Ley 1403 de 2024 que establece los lineamientos de política pública para la promoción de la autogeneración y producción marginal y el Decreto 273 de 2024 que reglamenta lo relacionado con las Comunidades Energéticas, en el marco de la Transición Energética Justa en Colombia.

En cuanto a resoluciones CREG de mayor relevancia en la actividad de generación de energía eléctrica, se destacan las resoluciones 024 y 025 de 1995 que definen la base de los aspectos comerciales del Mercado de Energía Mayorista y del reglamento de operación del SIN, respectivamente, la resolución 071 de 2006 que adopta la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el MEM; la resolución 086 de 1996 reglamenta la actividad de generación con plantas menores de 20 MW que se encuentra conectado al SIN y la resolución 038 de 2014 que define el Código de Medida.

En relación con la regulación en materia de autogeneración, cogeneración y generación distribuida, se destaca la resolución 005 de 2010 que regula y determina los requisitos y condiciones técnicas que debe cumplir la cogeneración; la resolución CREG 174 de 2021 que define y regula las actividades de autogeneración y de generación distribuida en el SIN y la resolución 030 de 2018 que regula los aspectos comerciales y operativos para la integración de la Autogeneración a Pequeña Escala (AGPE) y Generación Distribuida (GD) al SIN

Dentro del marco normativo de la actividad de generación, se destaca también la resolución CREG 070 de 1998 que establece los procedimientos para la conexión de plantas de generación o autogeneración al Sistema de Transmisión Regional (STR) o al Sistema de Distribución Local (SDL) y la resolución CREG 075 de 2021, que incluye las condiciones y procedimientos para la asignación de capacidad de transporte de proyectos de generación Clase 1 y punto de conexión de proyectos de generación en el Sistema Interconectado Nacional y determina las condiciones de las garantías que se deben constituir para el desarrollo de tales proyectos.

La asignación de capacidad de transporte y la clasificación de proyectos, como los denominados Clase 1, corresponden a la UPME, en el marco de sus funciones de planeación energética.

En el marco de sus funciones de planeación del SIN, la UPME es la entidad responsable de emitir el concepto de conexión de los proyectos de generación Clase 1 siempre y cuando cumplan con las condiciones técnicas establecidas dentro del proceso de evaluación de estos proyectos. El promotor del proyecto es el responsable único y asume todos los riesgos de la estructuración y ejecución del proyecto.

El concepto de conexión constituye el pronunciamiento técnico mediante el cual, a un proyecto de generación Clase 1, se le aprueba la capacidad de transporte disponible de

la red y la asignación del punto de conexión que le permita evacuar la energía generada al SIN.

El promotor del proyecto se obliga a presentar a la UPME la curva S que representa el porcentaje estimado de avance del proyecto en función del tiempo, identificando las fechas de cumplimiento de los hitos claves de su ejecución y la Fecha de Puesta en Operación

Desde el punto de vista operativo, se distinguen plantas menores (con capacidad efectiva menor a 20 MW) que no son despachadas centralmente, y plantas mayores (con capacidad efectiva mayor a 20 MW) que son despachadas independientemente. Este despacho se realiza en el marco del MEM, donde participan agentes generadores y comercializadores.

3. Definiciones

Se definen a continuación algunos términos relevantes relacionados con la actividad de generación, contenidos en el presente documento, de acuerdo con la normativa vigente expedida por la CREG, la UPME, el CNO, XM S.A. E.S.P. y el MEM.

- **ACPM** (Diésel Corriente): Aceite Combustible para Motores, corresponde al Fuel Oil número 2D y se referencia por las normas ASTM D 975 y NTC 1438.
- **Agente generador**: Es la empresa registrada ante el Administrador del SIC que realiza la actividad de generación de energía.
- **Área operativa**: Conjunto de subestaciones, recursos de generación y demanda que presenta alguna restricción eléctrica y por lo tanto limita los intercambios con el resto del sistema.
- **Asignación de capacidad de transporte**: autorización para que un interesado pueda conectar un proyecto al SIN, en un punto de conexión determinado, con una capacidad de transporte asignada. En el caso de un generador, en la autorización se precisa el recurso primario a utilizar, y se asigna la máxima potencia activa (kW o MW) a entregar al sistema y, en el caso de un usuario final, la máxima potencia activa (kW o MW) a tomar del sistema. Esta autorización tendrá plenos efectos a partir del momento de puesta en operación del proyecto y hará parte inherente de él, mientras se encuentre en operación.
- **Autogeneración colectiva**: Esquema mediante el cual varios usuarios participan de manera conjunta en la generación de energía eléctrica para su propio consumo, pudiendo compartir los excedentes generados bajo condiciones regulatorias. Este concepto se enmarca en la evolución normativa asociada a comunidades

energéticas y mecanismos de generación distribuida, impulsados por la política de transición energética.

- **Autogeneración:** Actividad realizada por usuarios, sean estos personas naturales o jurídicas, que producen energía eléctrica, principalmente para atender sus propias necesidades. Cuando se atiende la propia demanda o necesidad se realizará sin utilizar activos de uso de distribución y/o transmisión. Se podrán utilizar activos de uso de distribución y/o transmisión para entregar los excedentes de energía y para el uso de respaldo de red.
- **Autogenerador:** Usuario que realiza la actividad de autogeneración. El usuario puede ser o no ser propietario de los activos de generación para realizar la actividad de autogeneración. El Autogenerador puede entregar excedentes de energía a la red, sin que esto constituya su actividad principal. Dichos excedentes pueden ser objeto de compensación (esquema de medición bidireccional) o comercialización bajo las condiciones establecidas por la regulación.
- **Autogenerador a Gran Escala (AGGE):** Autogenerador con capacidad instalada o nominal superior al límite definido en el artículo primero de la Resolución UPME 281 de 2015, o aquella que la modifique o sustituya. El AGGE que quiera entregar excedentes a la red deberá ser representado por un generador en el MEM, en cuyo caso las partes acordarán libremente las condiciones de dicha representación. Se aplicarán las condiciones establecidas para plantas no despachadas centralmente si la potencia máxima declarada es menor a 20 MW, y en caso contrario, las establecidas para las plantas despachadas centralmente.
- **Autogenerador a Pequeña Escala (AGPE):** Autogenerador con capacidad instalada o nominal igual o inferior al límite definido en el artículo primero de la Resolución UPME 281 de 2015 o aquella que la modifique o sustituya. El artículo 1o. de la resolución UPME 281 de 2015 establece que *“El límite máximo de potencia de la*

autogeneración a pequeña escala será de un (1) MW, y corresponderá a la capacidad instalada del sistema de generación del Autogenerador”.

- **Bagazo:** Residuo fibroso resultante del procesamiento de la caña de azúcar, utilizado como combustible en procesos de cogeneración. Este energético es ampliamente utilizado en el sector agroindustrial, especialmente en ingenios azucareros, como fuente renovable de energía.
- **Biogás:** Gas combustible producido por la descomposición de materia orgánica, puede ser utilizado en generación eléctrica como fuente renovable, especialmente en proyectos de pequeña escala o aprovechamiento local.
- **Biomasa:** Materia orgánica susceptible de aprovechamiento energético. La biomasa es utilizada como fuente de generación eléctrica mediante procesos de combustión o transformación energética.
- **Capacidad efectiva neta:** Máxima cantidad de potencia que puede suministrar una planta en condiciones normales de operación al SIN en el punto de conexión o frontera comercial.
- **Cargo por Confiabilidad:** Remuneración que se paga a un agente generador por la disponibilidad de activos de generación con las características y parámetros declarados para el cálculo de la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC), que garantiza el cumplimiento de la Obligación de Energía Firme (OEF) que le fue asignada en una Subasta para la Asignación de OEF o en el mecanismo que haga sus veces. Esta energía está asociada a la Capacidad de Generación de Respaldo de que trata el artículo 23 de la Ley 143 de 1994 y es la que puede comprometerse para garantizar a los usuarios la confiabilidad en la prestación del servicio de energía eléctrica bajo condiciones críticas.

- **Clase de proyecto:** Clasificación que se le da a un proyecto con base en sus características técnicas. Las clases corresponden a las definidas en esta resolución CREG 075 de 2021 como proyecto clase 1 y proyecto clase 2.
- **Cogeneración:** Producción combinada de energía eléctrica y energía térmica que hace parte integrante de su actividad productiva, podrán vender excedentes de electricidad a empresas comercializadoras de energía. Los cogeneradores pueden entregar excedentes de energía al sistema y participar en esquemas de comercialización, siempre que cumplan con las condiciones regulatorias aplicables.
- **Cogenerador:** Es aquella persona natural o jurídica que produce energía utilizando un proceso de Cogeneración, y que puede o no, ser el propietario del sistema de Cogeneración.
- **Combustibles líquidos derivados de petróleo:** Son todos los productos clasificables dentro de las categorías de las gasolinas, gasóleos, querosenes y fuelóleos, entre los cuales se cuentan: Combustibles para aviación (avigás), gasolina motor (gasolina extra, gasolina corriente, gasolina corriente oxigenada, gasolina extraoxigenada), combustibles de aviación para motores tipo turbina, queroseno, diésel extra o de bajo azufre, diésel corriente (ACPM), diésel marino (se conoce también con los siguientes nombres: diésel fluvial, marine diésel, gas oíl, intersol, diésel número 2), y combustible para quemadores industriales (combustóleos fuel oíl).
- **Combustóleo:** Combustible líquido pesado derivado del petróleo, constituido por los residuos de la destilación o mezcla de fracciones pesadas, utilizado principalmente en procesos industriales y en generación de energía.

- **Concepto de conexión:** decisión a través de la cual la UPME asigna capacidad de transporte a un proyecto clase 1.
- **Consumo térmico específico** (o heat-rate): Relación entre la energía térmica suministrada por el combustible térmico y la cantidad de energía neta generada por la planta térmica.
- **Crédito de Energía:** Mecanismo mediante el cual se reconoce al AGPE o al GD la energía eléctrica excedentaria entregada a la red, la cual es contabilizada como un saldo a su favor para ser compensado con su consumo futuro. Este esquema se desarrolla bajo el principio de medición bidireccional, en el cual la energía inyectada al sistema no es remunerada como una venta directa en el mercado, sino que se traduce en un crédito energético que reduce el consumo facturado del usuario en periodos posteriores.
- **Curva S:** Curva mediante la cual se representa el cronograma y porcentaje estimado de avance de la construcción de un proyecto durante el tiempo previsto para su puesta en operación.
- **Despacho Central:** Proceso de planeación, programación, supervisión y control de la operación integrada del SIN, a cargo del Centro Nacional de Despacho (CND) en coordinación con los Centros Regionales de Despacho y las empresas, que se realiza siguiendo los criterios y procedimientos establecidos en el Reglamento de Operación, el Código de Redes y los acuerdos del CNO. En términos generales, las plantas de generación de capacidad igual o superior a 20 MW son despachadas centralmente.
- **Energía de biomasa:** Energía obtenida a partir de aquella fuente no convencional de energía renovable que se basa en la degradación espontánea o inducida de cualquier tipo de materia orgánica que ha tenido su origen inmediato como

consecuencia de un proceso biológico y toda materia vegetal originada por el proceso de fotosíntesis, así como de los procesos metabólicos de los organismos heterótrofos, y que no contiene o hayan estado en contacto con trazas de elementos que confieren algún grado de peligrosidad.

- **Energía eólica:** Energía obtenida a partir de aquella fuente no convencional de energía renovable que consiste en el movimiento de las masas de aire.
- **Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC):** Es la máxima energía eléctrica que es capaz de entregar una planta de generación continuamente, en condiciones de baja hidrología, en un período de un año.
- **Energía Hidráulica:** Uso del recurso hídrico como fuente primaria para la producción de energía eléctrica mediante centrales hidroeléctricas.
- **Energía Solar:** Energía obtenida a partir de aquella fuente no convencional de energía renovable que consiste de la radiación electromagnética proveniente del sol.
- **Estado "En pruebas"** de proyectos de generación: Estado en el cual una planta realiza pruebas técnicas previas a su entrada en operación comercial o de equipos existentes cuando entran en operación después de un mantenimiento prolongado. Durante esta etapa se verifican las condiciones técnicas de operación conforme a los estándares del sistema.
- **Estado "Inactivo"** de plantas de generación: Una planta inactiva es aquella que no se encuentra disponible para el despacho, ya sea por no estar registrada como operativa, estar fuera de servicio, no participar en el mercado, no reportar disponibilidad.

- **Estado "Operativo"** de proyectos de generación: Estado de una planta que ha iniciado su operación comercial y participa activamente en el Sistema Interconectado Nacional. En este estado, la planta puede ser despachada y participar en el mercado de energía.
- **Estudio de conexión:** estudio cuyos análisis y conclusiones soportan la viabilidad técnica de las alternativas de conexión eléctrica de un proyecto al SIN, y que debe contener la información mínima definida para ello, con base en lo dispuesto en esta resolución.
- **Factor de Conversión Hidráulico (F_c)**: es la relación entre la potencia eléctrica generada neta y la unidad de caudal necesaria para generar esa potencia, para una cabeza hidráulica determinada. Expresándose en $MW/(m^3/s)$
- **Fecha de puesta en operación (FPO)**: Fecha prevista en el concepto de conexión en la cual un proyecto debe entrar en operación y conectarse al Sistema Interconectado Nacional, en cumplimiento de las condiciones de capacidad de transporte asignadas y de los compromisos regulatorios asociados.
- **Frontera Comercial:** Punto de medición que delimita la responsabilidad entre agentes del mercado. De acuerdo con la Resolución CREG 038 de 2014, constituye el elemento base para la liquidación de transacciones energéticas.
- **Fuentes convencionales de energía:** Son aquellos recursos de energía que son utilizados de forma intensiva y ampliamente comercializados en el país
- **Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER)**: Son las fuentes no convencionales de energía renovables tales como: la biomasa, los aprovechamientos hidroeléctricos, la eólica, la geotérmica, la solar, hidrógeno verde, los mares y el aprovechamiento energético de residuos.

- **Garantía para reserva de capacidad.** Con el propósito de garantizar la utilización de la capacidad de transporte asignada para proyectos clase 1, el interesado deberá otorgar una garantía para reserva de capacidad, de acuerdo con lo indicado en la Resolución CREG 075 de 2021. Mecanismo mediante el cual el promotor de un proyecto respalda su compromiso de ejecución.
- **Generación distribuida:** Es la actividad de generar energía eléctrica con una planta con capacidad instalada o nominal de generación menor a 1MW, y que se encuentra instalada cerca de los centros de consumo, conectada al SDL.
- **Generación Eléctrica:** Producción de energía eléctrica a partir de cualquier tipo de fuente primaria, operación de persona jurídica que se encarga de toda o parte de la capacidad de un sistema de generación para producir energía eléctrica empleando cualquier tipo de fuente
- **Interesado:** responsable de un proyecto, clase 1 o clase 2, que va a conectarse al SIN. El interesado adquiere responsabilidades desde la etapa de inscripción para tramitar la solicitud de asignación de capacidad de transporte hasta la fecha de puesta en operación comercial, FPO, de ese proyecto, incluyendo el seguimiento y la construcción del mismo.
- **Obligaciones de Energía Firme (OEF):** Compromiso adquirido por un agente generador de entregar una cantidad determinada de energía firme al sistema en condiciones de escasez, como resultado de los mecanismos del Cargo por Confiabilidad.
- **Pequeñas Centrales Hidroeléctricas:** Centrales de generación hidroeléctrica de pequeña escala, generalmente sin embalse significativo y con bajo impacto ambiental.

- **Promotor del proyecto Clase 1:** Persona natural o jurídica responsable de la estructuración, desarrollo y gestión integral de un proyecto de generación clasificado como Clase 1. El promotor es el titular del proyecto ante las autoridades regulatorias y asume las obligaciones asociadas a su ejecución.
- **Proyecto clase 1:** proyectos de conexión de usuarios finales al STN o STR, y proyectos de conexión de generación, cogeneración o autogeneración al SIN diferentes a los proyectos que se encuentren bajo el alcance de la Resolución CREG 030 de 2018, o aquella que la modifique, adicione o sustituya. También se considerarán como proyectos clase 1 las modificaciones que se soliciten a las capacidades ya asignadas.
- **Proyectos Liberados y No Liberados:** Clasificación de proyectos de generación en función del cumplimiento de requisitos técnicos y regulatorios necesarios para su ejecución. Los proyectos no liberados han cumplido dichas condiciones y pueden avanzar en su desarrollo, mientras que los liberados presentan restricciones que impiden su ejecución o conexión, y en consecuencia la UPME, de acuerdo con el procedimiento descrito en el artículo 37 de la Resolución UPME 528 de 2021, libera el punto de conexión y capacidad de transporte que les había sido aprobado.
- **Proyectos Supeditados y No Supeditados:** Clasificación de proyectos de generación según su dependencia de condiciones externas para su ejecución. Los proyectos supeditados dependen de la ejecución de obras del STN o STR.
- **Punto de Conexión:** Es el punto de conexión eléctrico en el cual los activos de conexión de un usuario o de un generador se conectan al STN, a un STR o a un SDL; el punto de conexión eléctrico entre los sistemas de dos (2) Operadores de Red; el punto de conexión entre niveles de tensión de un mismo OR; o el punto de conexión entre el sistema de un OR y el STN con el propósito de transferir energía eléctrica.

- **Sistema de Intercambios Comerciales (SIC):** Conjunto de reglas y procedimientos establecidos en el reglamento de operación que permite definir las obligaciones y acreencias de los generadores, los comercializadores y los transportadores por concepto de los actos o contratos de energía en la bolsa conforme al despacho central. El SIC incluye el proceso de liquidación del valor de los intercambios, la preparación y actualización del estado de cuenta de cada generador y comercializador que participa en la Bolsa de Energía y de los transportadores, y la facturación, pago y recaudo del valor de las transacciones realizadas en la misma bolsa.
- **Sistema Interconectado Nacional (SIN):** Es el sistema compuesto por los siguientes elementos conectados entre sí: plantas y equipos de generación, la red de interconexión, las redes regionales e interregionales de transmisión, las redes de distribución y las cargas eléctricas de los usuarios.
- **Sub-área Operativa:** Segmentación específica dentro de un área operativa, utilizada para análisis detallado y modelación del sistema eléctrico. Estas subdivisiones permiten un mayor nivel de precisión en la operación y planeación del sistema.

4. Caracterización de las Plantas de Generación

4.1. Capacidad de *generación* por estado operativo y tipo de despacho

A marzo de 2026, se registran 528 plantas de generación, conectadas al SIN, en estado de “Operación” y “Pruebas”; de estas, 85 se despachan centralmente (DC) y 443 son plantas menores no despachadas centralmente (NDC).

La capacidad total instalada de estas plantas es de 23.156,9 megavatios (MW), de los cuales 20.266,7 MW corresponde a plantas despachadas centralmente y 2.890,2 MW corresponde a plantas no despachadas centralmente.

En términos de porcentaje, las plantas despachadas centralmente representan el 16,1% del número total de plantas, pero contribuyen con el 87,5% de la capacidad total; por otra parte, aunque el porcentaje en el número de plantas no despachadas centralmente es considerablemente superior (83,9%), aportan únicamente el 12,5% de la capacidad total.

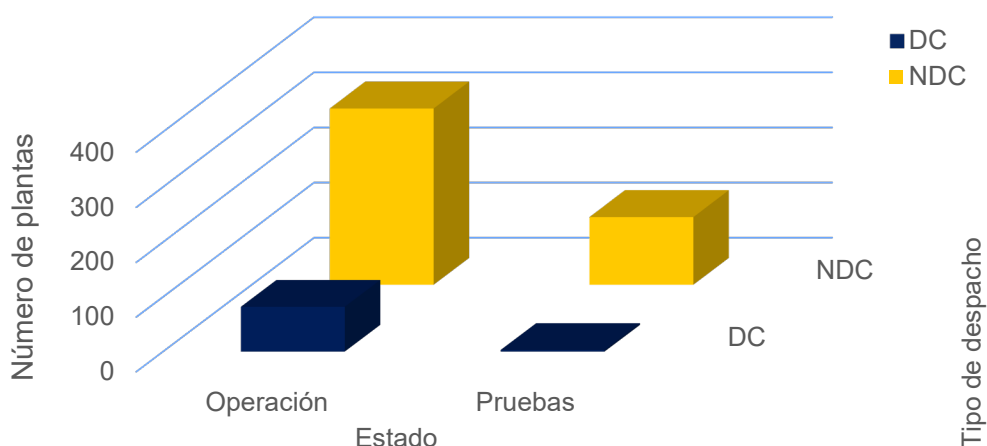
La Tabla 1 presenta la distribución de capacidad instalada en (MW) y número de plantas de generación, desagregadas por estado “Operación” y “Pruebas”, datos que se ilustran en la siguiente tabla:

Tabla 1 – Número de plantas y capacidad (MW) conectadas al SIN

ESTADO \ DESPACHO	Despachada Centralmente	No despachada centralmente	Subtotal
Operación	82	320	402
Pruebas	3	123	126
Subtotal	85	443	528

ESTADO \ DESPACHO	Despachada Centralmente (MW)	No despachada centralmente (MW)	Subtotal (MW)
Operación	19.576,7	1.793,1	21.369,7
Pruebas	690,0	1.097,2	1.787,2
Subtotal	20.266,7	2.890,2	23.156,9

Gráfica 2 – Número de plantas conectadas al SIN en operación y prueba según el tipo de despacho



Gráfica 3 – Comparativo de capacidad instalada y número de plantas según el tipo de despacho

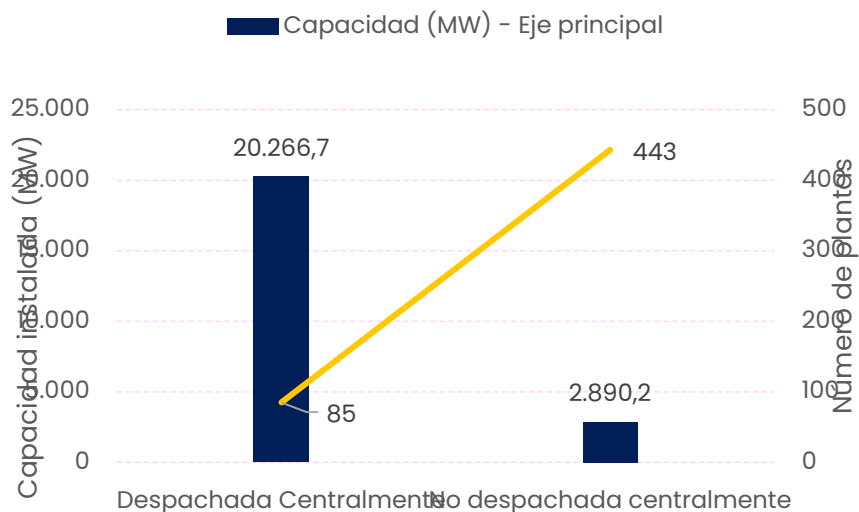


Tabla 2 – Participación porcentual de plantas de generación respecto a la capacidad total

ESTADO \ DESPACHO	Despachada Centralmente	No despachada centralmente	Subtotal
Operación	85%	8%	92,3%
Pruebas	3%	5%	7,7%
Subtotal	87,5%	12,5%	100,0%

De las 528 plantas conectadas al SIN, 443 que representan el 83,9% del total de plantas, son tomadores de precios y no participan en la formación de precio en las transacciones de oferta – demanda que se realiza en el despacho económico a cargo del CND.

Además de las plantas en estado de “Operación” o “Pruebas”, se contabilizan 59 plantas clasificadas en estado “Inactivas”, que corresponden a plantas que ya no se encuentran en operación, cuyas fronteras comerciales han sido canceladas y han salido del sistema o han sido retiradas de acuerdo con la resolución CREG 157 de 2011. Este estado no implica necesariamente que la infraestructura ya no exista, si no que no tienen efectos comerciales en las transacciones de mercado ni en la operación del SIN.

Tabla 3 – Plantas Inactivas

Número de plantas que han sido declaradas Inactivas	59
Capacidad de plantas declaradas Inactivas	1195,8 MW

4.2. Caracterización de las plantas de generación por tipo de tecnología

Históricamente y hasta años recientes, la producción de energía eléctrica se realizó a partir de plantas hidroeléctricas y plantas térmicas; recientemente y gracias a las políticas de transición energética del Gobierno del Presidente Gustavo Petro, se ha presentado un incremento significativo de las plantas solares y en cuanto a las plantas eólicas, aunque su participación es muy baja, se prevé una importante participación en la

capacidad total de generación en los próximos años, gracias a los proyectos eólicos previstos, principalmente en el departamento de La Guajira.

Las siguientes tablas presentan la distribución de capacidad instalada por tipo de planta.

Tabla 4 – Número de plantas por Tipo de Planta

DESPACHO TIPO DE PLANTA	Despachada Centralmente	No despachada centralmente	Subtotal	(%)
Hidroeléctrica filo de agua	1	122	123	23,3%
Solar generación distribuida	0	147	147	27,8%
Solar	14	83	97	18,4%
Térmica	40	10	50	9,5%
Hidroeléctrica	29	8	37	7,0%
Solar Autogenerador	1	31	32	6,1%
Térmica autogenerador	0	21	21	4,0%
Cogenerador	0	12	12	2,3%
Solar AGPE	0	3	3	0,6%
Eólica	0	4	4	0,8%
Térmica AGPE	0	2	2	0,4%
Subtotal	85	443	528	100,0%

Tabla 5 – Capacidad (MW) por Tipo de Planta

DESPACHO TIPO DE PLANTA	Despachada Centralmente	No despachada centralmente	Subtotal	(%)
Hidroeléctrica	12.182	91	12.273	53,0%
Térmica	5.820	122	5.942	25,7%
Solar	2.090	1.103	3.192	13,8%
Hidroeléctrica filo de agua	55	902	957	4,1%
Solar Autogenerador	120	172	292	1,3%
Cogenerador	0	193	193	0,8%
Térmica autogenerador	0	129	129	0,6%
Solar generación distribuida	0	134	134	0,6%
Eólica	0	41	41	0,2%
Térmica AGPE	0	2	2	0,0%
Solar AGPE	0	2	2	0,0%
Subtotal	20.267	2.890	23.157	100,0%

4.2.1 Capacidad instalada hidroeléctricas

Gracias a la disponibilidad de recurso hídrico y a la topografía montañosa de Colombia, principalmente en los departamentos localizados en la Cordillera de Los Andes, las plantas hidroeléctricas son ampliamente usadas en el país; a marzo de 2026 se contabilizan 160 plantas hidroeléctricas conectadas al SIN, de diferentes tipos, tamaños y forma de despacho, que aportan 13.230 MW (es decir, el 57,1% de la capacidad total); dentro del tipo de plantas hidroeléctricas, se clasifican plantas de gran embalse, plantas hidroeléctricas con mediana o pequeña caída de agua, plantas a filo de agua y autogeneradores con pequeñas centrales hidroeléctricas sin embalse o con pequeños embalses.

4.2.2 Capacidad instalada termoeléctricas

En la actualidad, el país cuenta con 65 plantas térmicas que operan con fuentes energéticas de origen fósil, como el carbón, el gas y los combustibles líquidos derivados del petróleo, aportan 6040,4 MW, lo que representa el 26% de la capacidad total instalada.

En 1965 se contaba con 15 MW de capacidad instalada de plantas térmicas con base en combustibles líquidos (ACPM, Fuel Oil No. 2, Combustóleo, crudo y diésel mar) y en el 2025 la capacidad alcanzada de este tipo de plantas fue de 837 MW.

En 1971 se conectaron al SIN, los primeros 44 MW de plantas termoeléctricas con base en gas; la capacidad instalada de este tipo de plantas es de 3.515,7 MW.

Las plantas termoeléctricas con base en carbón iniciaron operación en 1975 con 72 MW, alcanzando una capacidad de 1.687,8 MW a marzo de 2026.

4.2.3 Capacidad instalada fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER)

Las FNCER que actualmente se emplean en plantas de generación conectadas al SIN, son la energía solar, la energía eólica y los recursos energéticos provenientes del bagazo, la biomasa y el biogas.

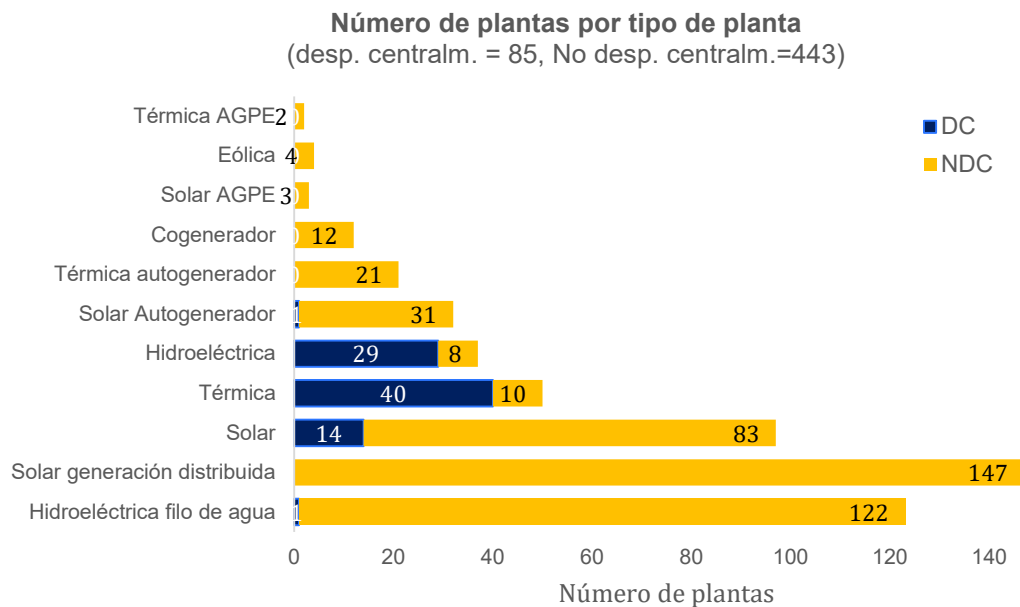
Actualmente se registran 303 plantas que operan con FNCER, que aportan 3.886,2 MW, que equivalen a 16,8% de la capacidad total instalada.

Las plantas solares presentan un fuerte incremento, pasando de 9,8 MW en el 2017 (0,06% de la capacidad instalada de aquel año) a 3.617 MW que representa el 15,6% de la capacidad total en la actualidad.

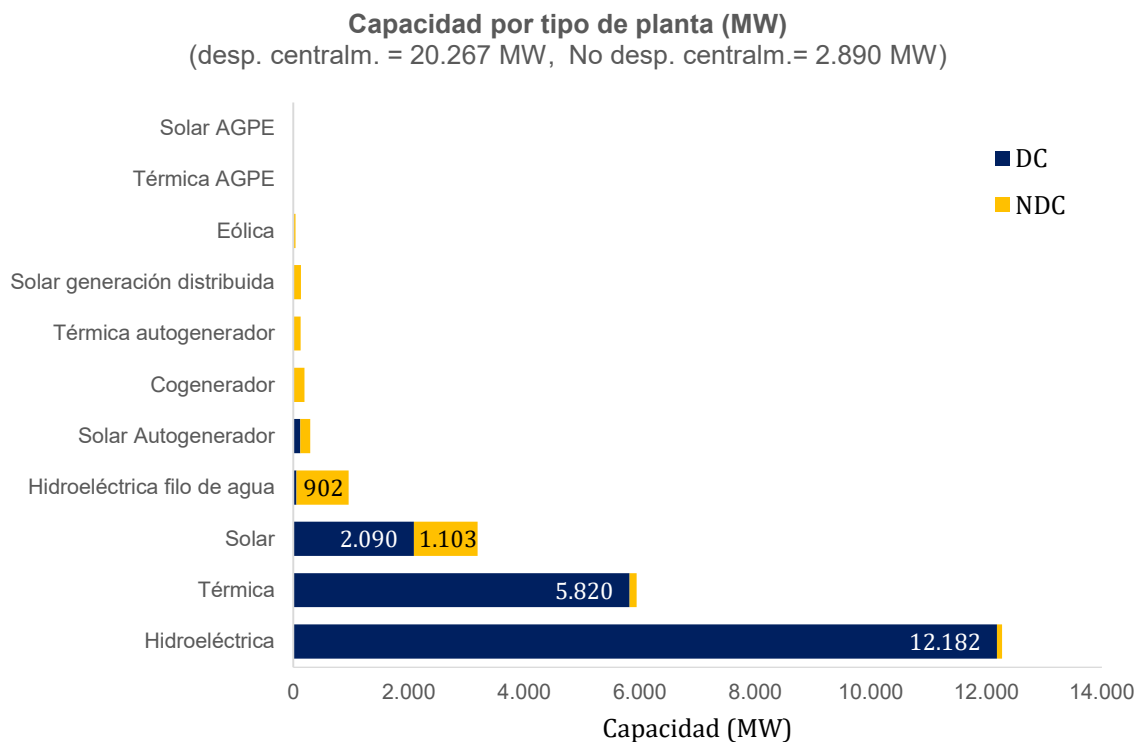
La participación de las plantas eólicas y térmicas a base de fuentes renovables (biomasa, bagazo, biogas) es marginal, aportando 266 MW que equivale a 0,1% de la capacidad total.

En las siguientes gráficas se presenta la distribución de plantas por tipo de tecnología, número de plantas y capacidad (MW). Se observa una participación significativa en cuanto al número de plantas fotovoltaicas e hidroeléctricas filo de agua; en cuanto a la potencia instalada, los tipos de planta más representativos son las hidroeléctricas, que aportan 13.230,4 MW), seguidas por las termoeléctricas con 6.040 M y las solares fotovoltaicas con 3.620 MW.

Gráfica 4 – Distribución del número de plantas de generación por tecnología y tipo de despacho



Gráfica 5 – Distribución de capacidad total por tipo de planta



4.3. Caracterización de las plantas de generación por recurso energético

Colombia cuenta con una amplia variedad de recursos energéticos para generación de energía eléctrica, incluyendo recursos renovables y no renovables de origen fósil. Las siguientes tablas presentan la distribución en número de plantas y capacidad (MW) por recurso energético.

Tabla 6 – Distribución de número de plantas por recurso energético

RECURSO \ DESPACHO	Despachada Centralmente	No despachada centralmente	Subtotal
Energía solar	15	264	279
Energía Hidráulica	30	130	160
Gas	19	21	40
Carbón	14	4	18
Bagazo	0	13	13
Biogas	0	5	5
Energía eólica	0	4	4
ACPM	3	0	3
Combustóleo	3	0	3
Biomasa	1	1	2
Diesel Mar	0	1	1
Subtotal	85	443	528

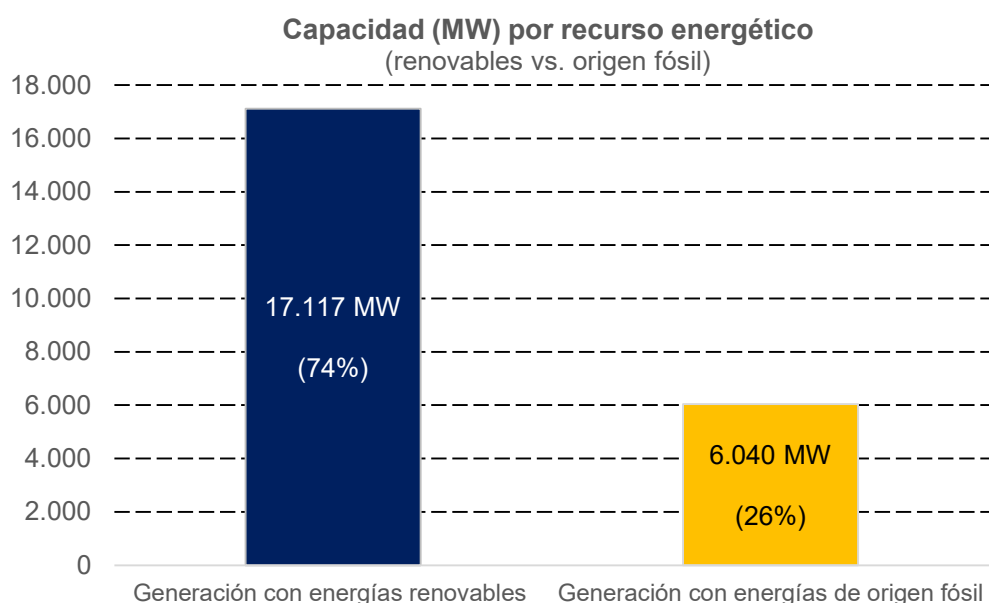
Tabla 7 – Distribución de capacidad (MW) por recurso energético

RECURSO \ DESPACHO	Despachada Centralmente	No despachada centralmente	Subtotal
Energía Hidráulica	12.237,0	993,4	13.230,4
Gas	3.352,0	163,7	3.515,7
Energía solar	2.209,7	1.410,4	3.620,1
Carbón	1.626,0	61,8	1.687,8
ACPM	639,0	0,0	639,0
Bagazo	0,0	180,4	180,4
Combustóleo	178,0	0,0	178,0
Energía eólica	0,0	41,0	41,0
Biomasa	25,0	5,0	30,0

RECURSO \ DESPACHO	Despachada Centralmente	No despachada centralmente	Subtotal
Diesel Mar	0,0	19,9	19,9
Biogas	0,0	14,7	14,7
Subtotal	20.266,7	2.890,2	23.156,9

La siguiente gráfica presenta la distribución acumulada de capacidad de generación, a febrero de 2026, por categoría de recurso energético, renovable y de origen fósil.

Gráfica 6 – Distribución por clase de recurso energético



4.3.1 Fuentes renovables de energía

Dentro de las fuentes renovables, se destaca el recurso hídrico, que históricamente ha sido el recurso con mayor participación en la generación de energía eléctrica; adicionalmente, impulsado por las políticas orientadas a fortalecer la transición energética, en los últimos años se ha registrado una fuerte penetración de fuentes renovables no convencionales de energía, como la energía solar y la energía eólica; y en menor escala se registran plantas de generación que operan con recursos renovables como la biomasa y el biogas.

Actualmente, se contabilizan 160 plantas que emplean el recurso hídrico como fuente de generación, que representan el 30% del número total de plantas, contribuyen con el 57,1% de la capacidad conectada al SIN, alcanzando 13.230 MW-

La elevada participación de energía eléctrica a partir del recurso hídrico, aporta elementos positivos para la operación y presenta, comparativamente con las plantas térmicas, bajos costos de generación, adicionalmente los grandes embalses pueden administrar sus niveles de embalses de manera efectiva (eficiente + eficaz) en temporadas de lluvia, optimizar la oferta de precios en bolsa de energía, regular y controlar los volúmenes de agua almacenada con el fin de atenuar, mitigar o evitar riesgos de inundación en las regiones localizadas en el área de influencia del embalse.

No obstante, la alta dependencia de energía proveniente de hidroeléctricas puede exponer al País a riesgos de desabastecimiento, en razón a que los niveles de los embalses pueden reducirse y limitar la oferta de energía de este tipo de plantas en temporadas de bajo nivel de precipitación de lluvias o veranos intensos o presencia del fenómeno del Niño, por lo que, con el fin de asegurar el cubrimiento de la demanda es esencial asegurar una canasta diversificada y ambientalmente sostenible.

Los avances tecnológicos han permitido el desarrollo y puesta en operación de plantas de generación conectadas al Sistema Interconectado Nacional, que utilizan recursos energéticos renovables como la energía eólica y la energía solar, en el proceso de generación de energía eléctrica.

A partir de 2017, la energía solar empezó a formar parte de la matriz energética, con leves incrementos hasta el 2022, año en el que se alcanzaron 287,7 MW instalados con plantas solares; a partir de ese año las plantas solares fotovoltaicas conectadas al SIN presentan un fuerte incremento, llegando a 3.620 MW en marzo de 2026, lo que representa un

aumento porcentual en la capacidad instalada de 1159 % con respecto a lo instalado de 2022, con un promedio de 833 MW de nueva capacidad instalada por año.

Actualmente, el 15,6% de la capacidad total instalada en el SIN utiliza energía solar para la generación de energía eléctrica, desplazando del segundo lugar a las termoeléctricas que operan con gas natural.

Se prevé un importante potencial de generación a partir de la energía eólica, sin embargo, a la fecha, tan solo participa con el 0,2% de la capacidad total instalada, lo que equivale a 41 MW, en estado de “Pruebas”

Dentro de las fuentes renovables también encontramos las plantas que operan con base en recursos orgánicos como la biomasa, el bagazo y el biogás (que aprovechan la emisión de gases de las basuras); actualmente, la capacidad instalada de este tipo de plantas es de 225 MW que representan el 1%.

4.3.2 Fuentes no renovables

Las fuentes no renovables, que forman parte de la matriz energética del país, corresponden a energéticos de origen fósil, como el carbón, el gas y los combustibles líquidos derivados del petróleo (ACPM, Fuel Oil No.2, Combustóleo, Jet Fuel).

Con la entrada en operación, en 1975 de Termopaipa, localizada en el departamento de Boyacá, y posteriormente, en 1985, con la puesta en operación de Termozipa, en el departamento de Cundinamarca, se introdujo el carbón como recurso energético para la generación de energía eléctrica, el cual ha mantenido una participación relativamente baja con respecto a la capacidad total instalada, alcanzando su máximo nivel en 1987 con el 14,7% y declinando su participación hasta el nivel actual de 7,3% equivalente a 1.688 MW.

El gas natural, ha tenido una participación importante en la generación de energía eléctrica, impulsado por el plan de masificación de gas en los años setenta y ochenta del pasado siglo. Las primeras plantas termoeléctricas con gas como energético principal, se instalaron en los departamentos de Atlántico, La Guajira y Santander: La Unión (Atlántico, 44 MW, 1971), El Río (Atlántico, 49,8 MW, 1972), Palenque (Santander, 13 MW, 1972) y Ballena (La Guajira, 26 MW, 1983).

Actualmente las plantas térmicas a gas presentan una capacidad instalada de 3.515,7 MW que representan el 15,2 % de la capacidad total instalada. Históricamente las plantas térmicas que operan con gas natural han ocupado la segunda posición en cuanto a capacidad instalada, después de las hidroeléctricas, sin embargo, en la actualidad, esta posición la ocupan las fuentes solares fotovoltaicas.

Históricamente el aporte de los combustibles líquidos derivados del petróleo (ACPM, Fuel Oil No. 2, combustóleo, diésel mar, crudo), para abastecer plantas de generación conectadas al SIN ha sido bajo; actualmente la capacidad instalada de este tipo de plantas es de 837 MW, equivalente al 3,6% de la capacidad total instalada.

La siguiente tabla resume el porcentaje de participación y la capacidad instalada, a marzo de 2026, por energético.

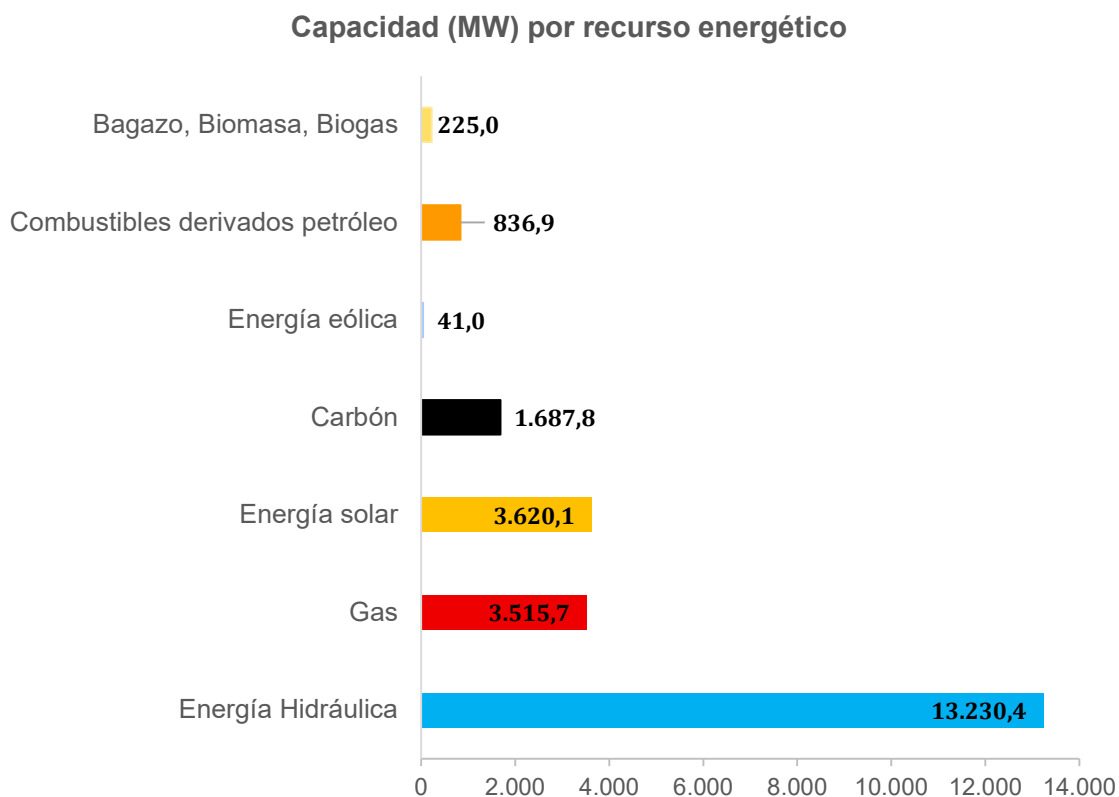
Tabla 8 – Distribución de capacidad (MW) por recursos energéticos

Energético	Capacidad (MW) conectada al SIN	Participación
Energía hidráulica	13.230	57.1%
Energía Solar	3.620	15.6%
Gas	3.516	15.2%
Carbón	1.688	7.3%
Combustibles	837	3.6%
Biomasa, biogás	225	1.0%
Energía eólica	41	0.2%

Energético	Capacidad (MW) conectada al SIN	Participación
Subtotal	23.157	100.0%

Las siguientes gráficas permiten visualizar la proporcionalidad en la capacidad instalada, a marzo de 2026, del recurso hidráulico frente a los demás energéticos.

Gráfica 7 – Capacidad (MW) de plantas conectadas al SIN por recurso energético



La siguiente tabla presenta la distribución de capacidad instalada de generación, a marzo de 2026 por Área Operativa y recurso energético principal.

Tabla 9 - Distribución de capacidad de generación (MW) por Área Operativa y recurso energético

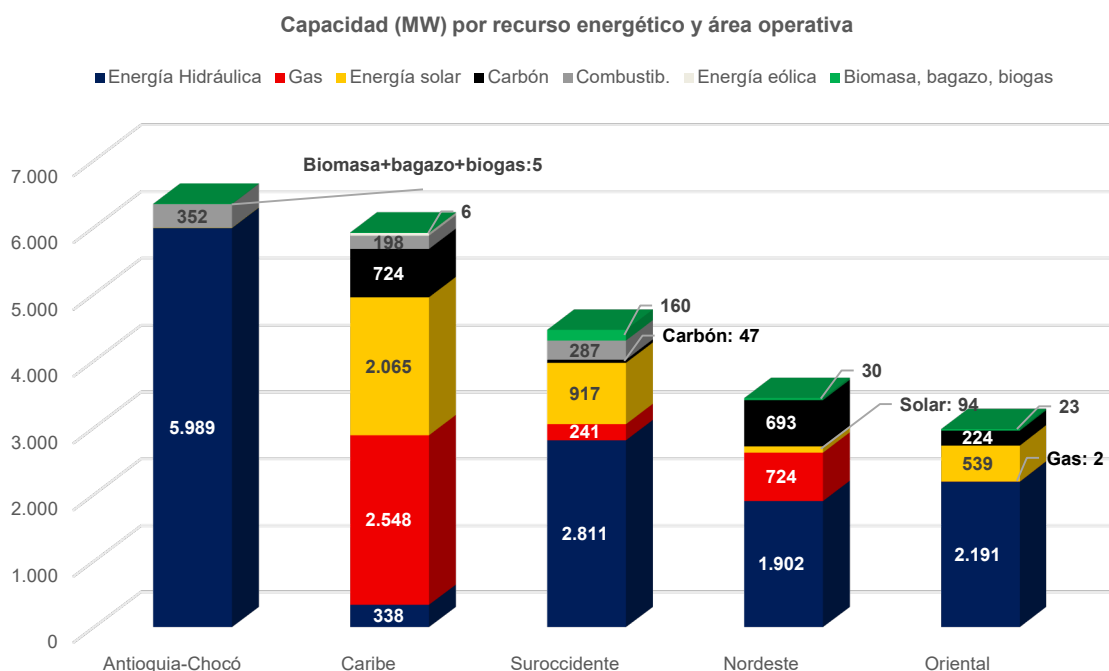
Energético ÁREA OPERATIVA	Hidráulica	Gas	Solar	Carbón	Combustib.	Eólica	Biomasa, bagazo, biogas	Subtotal
Antioquia-Chocó	5.989	0	5	0	352	0	5	6.350
Caribe	338	2.548	2.065	724	198	41	6	5.920
Suroccidente	2.811	241	917	47	287	0	160	4.464
Nordeste	1.902	724	94	693	0	0	30	3.443
Oriental	2.191	2	539	224	0	0	23	2.979
Subtotal (MW)	13.230	3.516	3.620	1.688	837	41	225	23.157
Porcentaje (%)	57,1%	15,2%	15,6%	7,3%	3,6%	0,2%	1,0%	100,0%

El área Operativa Antioquia-Chocó, que comprende los departamentos de Antioquia y Chocó, es la de mayor capacidad instalada, concentra 6.350,4 MW lo que representa el 27,4% de la capacidad total del País. El recurso hídrico es el de mayor uso para generación eléctrica, con el cual se abastece el 94% de su capacidad instalada. Es de anotar que no existe ningún tipo de planta de generación conectada al SIN localizada en el departamento de Chocó, a pesar del abundante recurso hídrico allí existente.

En el Área Operativa Caribe, que comprende los departamentos de La Guajira, Cesar, Magdalena, Atlántico, Bolívar, Córdoba y Sucre, se localiza el 25,5% del total de capacidad instalada del país, equivalente a 5.915,2 MW; la operación de estas plantas depende principalmente del suministro de gas (2.547,9MW), carbón (724 MW) y de la radiación solar (2.060 MW). El energético de mayor uso es el gas natural que soporta el 43,1% de la capacidad instalada, seguido de la energía solar con el 34,8% y el carbón con el 12,2%. El recurso hídrico abastece, tan solo, el 5,7% de la capacidad instalada en esta Área, que corresponde a la hidroeléctrica de Urrá de 338 MW.

La siguiente gráfica permite visualizar la composición y proporcionalidad del uso de recursos energético destinados a la generación eléctrica en las diferentes Áreas Operativas.

Gráfica 8 – Capacidad por Área Operativa y recurso energético



Las plantas localizadas en el Área Suroccidente, que agrupa los departamentos de Caldas, Quindío, Risaralda, Valle del Cauca, Tolima, Huila, Cauca, Nariño, Caquetá y Putumayo, dependen principalmente de energía hidráulica y de la energía solar que abastecen el 62,7% y 20,5%, respectivamente, de la capacidad instalada en esta Área. La capacidad total instalada del Área Suroccidente es de 4.485,2 MW que representa el 19,4% de la capacidad total del País.

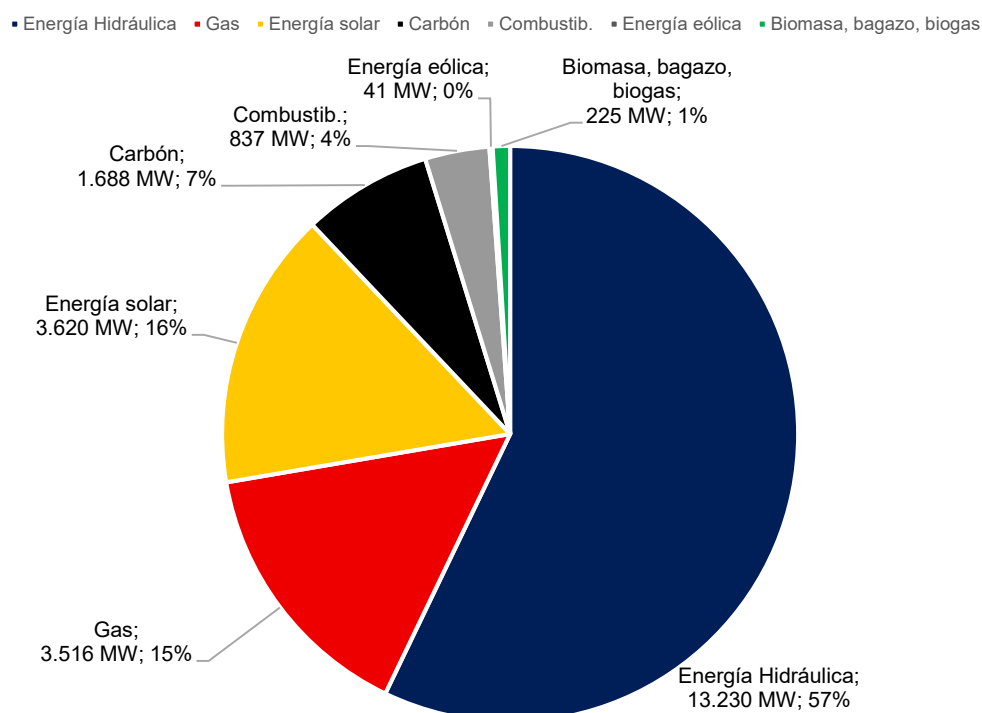
La capacidad acumulada de las plantas localizadas en el Área Operativa Nordeste, que incluye a los departamentos de Arauca, Boyacá, Casanare, Norte de Santander y Santander, es de 3.441,8 MW que equivale al 14,9% de la capacidad total conectada al SIN; los energéticos de mayor uso son el recurso hídrico (1.901 MW), el gas 424,1 MW) y el

carbón (693 MW), que abastecen el 55,3%, 21% y 20%, respectivamente, de la capacidad total de esta Área.

Aunque el Área Oriental, que incluye a Bogotá D.C., Cundinamarca y Meta, es el Área Operativa de mayor demanda de energía del País, contiene la menor capacidad instalada, 2.980,9 MW, que representan el 12,9% del total de capacidad conectada al SIN; las plantas de generación localizadas en esta Área Operativa dependen en primer lugar del recurso hídrico que proporciona el 73,5% de la capacidad, equivalente a 2.191 MW. Seguido de la energía solar con 539 MW y el carbón con 224 MW.

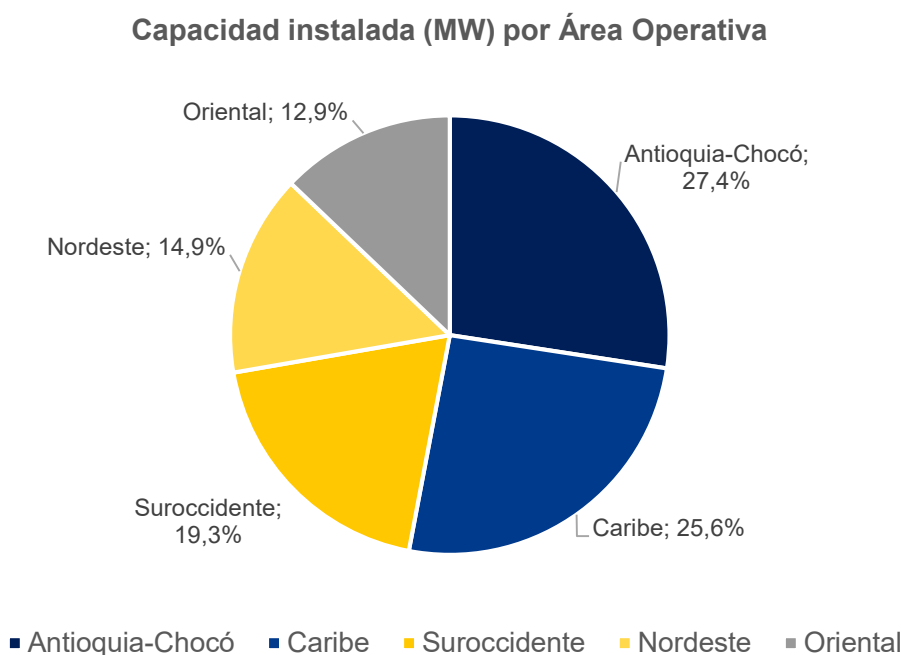
La siguiente gráfica presentan la distribución de recursos energéticos destinados a la generación eléctrica del País, a marzo de 2026. El 73,9% de la capacidad instalada depende de energías renovables (agua, sol, viento y biomasa) y el 26,1% de energías fósiles (combustibles líquidos derivados del petróleo, Carbón y gas)

Gráfica 9 – Participación porcentual de recursos energéticos en la capacidad instalada



Por otra parte, la siguiente gráfica permite observar que las Áreas Operativas de Antioquia-Chocó y Caribe, presentan capacidades instaladas similares, 27,4% y 25,6% respectivamente, concentrando casi el 50% de la capacidad total del País. Es de observar que el Área Oriental, a pesar de presentar la mayor demanda de energía contiene la menor capacidad de generación.

Gráfica 10– Distribución porcentual de capacidad instalada por área Operacional

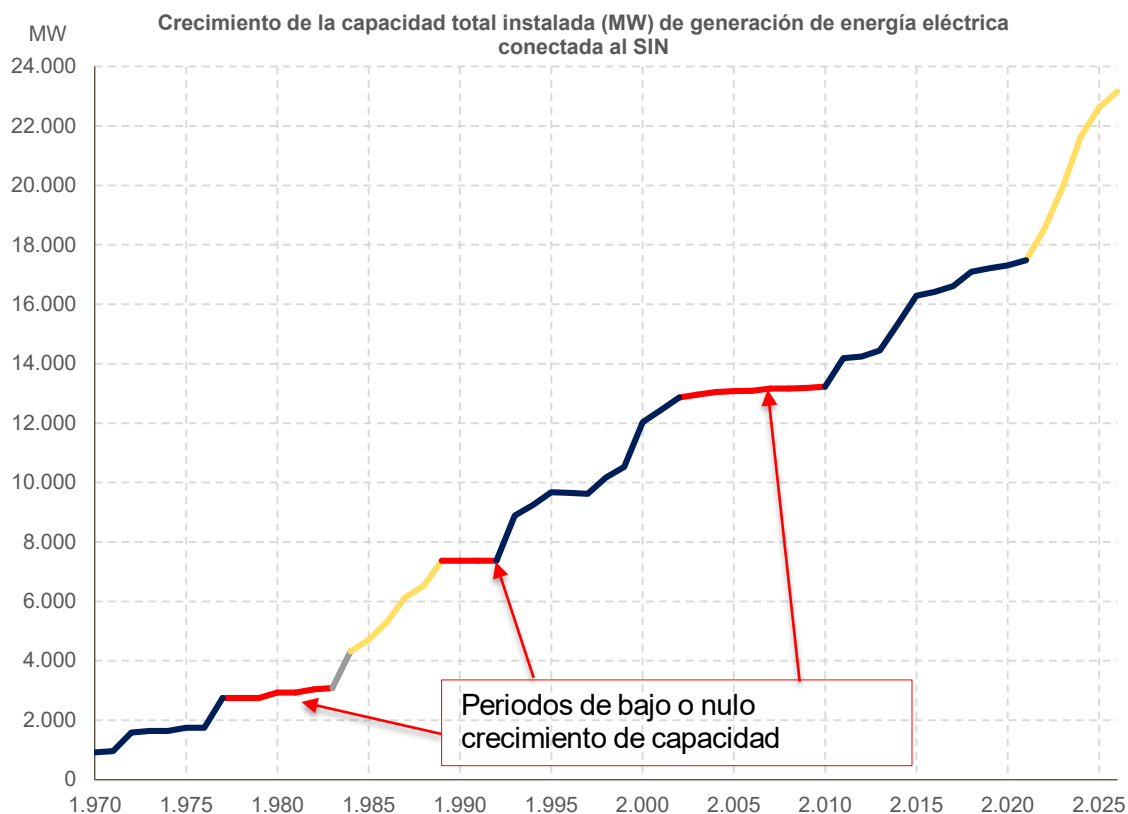


4.4. Evolución de la capacidad instalada y de la matriz energética

4.4.1 Evolución de la capacidad instalada

La capacidad conectada al SIN, en el período comprendido entre 1970 y marzo de 2026, pasó de 918 MW a 23.156 MW, lo que representa un crecimiento anual de 5,8%. La siguiente gráfica ilustra el incremento de capacidad en megavatios, durante este período de tiempo.

Gráfica 11- Evolución de capacidad instalada (MW) al SIN 1970 – 2026



Dentro del período de tiempo representado, se observan periodos de tiempo de bajo o nulo crecimiento de la oferta de generación (resaltados en rojo) y otros de fuerte crecimiento (resaltados en amarillo).

Se observa un estancamiento de la oferta de capacidad ente 1989 y 1992, lapso en que la capacidad permaneció constante en 7.365 MW, periodo previo al “apagón” eléctrico de 1992. También se observan periodos con bajos incrementos de oferta, entre 1977 (2.743,9 MW) y 1983 (3.078,6 MW) se registró un incremento de 334 MW con una tasa de crecimiento anual de 1,9% y el período comprendido entre 2002 y 2010, en el crecimiento de oferta de capacidad instalada fue de tan solo 386 MW, al pasar de 12.863 MW a 13.249 MW, lo que equivale a una tasa anual de crecimiento de tan solo 0,3%.

Como se observa en la gráfica, los incrementos de oferta presentan un comportamiento escalonado, sin embargo, se registran períodos de tiempo en los que se destaca el crecimiento capacidad instalada como lo son el período comprendido entre 1983 y 1989, en el que la capacidad se incrementó en 4.287 MW con una tasa de crecimiento anual de 15,6% y el comprendido entre 2021 y 2025, en el que se registró una tasa de crecimiento anual de 6,6%

4.4.2 Evolución de la matriz energética

La siguiente tabla, presenta la evolución de la matriz energética destinada a generación eléctrica desde 1970 hasta marzo de 2026, momento en que se registró una capacidad total conectada al SIN de 23.173,4 MW.

Tabla 10 – Evolución de la capacidad instalada (MW) de la matriz energética 1970 a marzo 2026

Energético	1970	1974	1978	1982	1986	1990	1994	1998	2002	2006	2010	2014	2018	2022	2026
Energía hidráulica	903	1,520	2,550	2,550	4,407	5,324	6,908	7,278	8,913	9,101	9,139	10,993	11,852	12,575	13,230
Energía solar	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10	288	3,620
Gas	0	107	107	167	193	1,044	1,294	1,396	2,289	2,289	2,347	2,342	2,532	2,899	3,516
Carbón	0	0	72	178	567	857	857	857	1,022	1,022	1,042	1,051	1,697	1,688	1,688
Combustibles	15	15	15	141	141	141	181	580	580	580	580	817	817	855	837
Biomasa, biogas	0	0	0	0	0	0	0	60	60	83	103	125	166	179	225
Energía eólica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	18	18	18	18	50	41
Subtotal (MW)	918	1,642	2,744	3,036	5,308	7,366	9,240	10,171	12,863	13,093	13,229	15,347	17,093	18,535	23,157

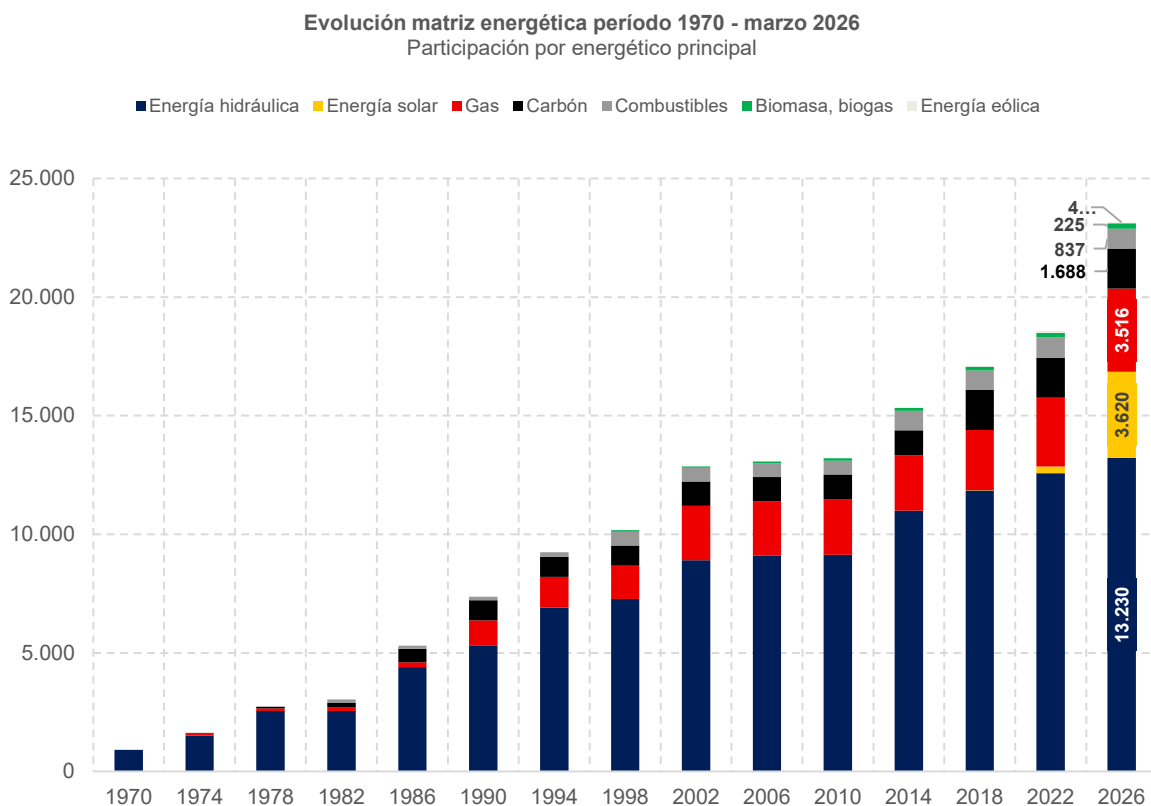
Históricamente, el recurso hídrico ha sido el energético de mayor uso para la operación de plantas de generación, seguido del gas y del carbón; sin embargo, actualmente, la energía solar desplazó al gas del segundo puesto.

Los recursos energéticos de origen fósil, destinados a la generación de energía eléctrica, como el gas, el carbón y los combustibles líquidos derivados del petróleo han formado parte de la matriz energética, alcanzando una participación máxima del 30% entre los

años 2002 a 2010, y posteriormente, registran una disminución progresiva que está siendo compensada por fuentes renovables de energía, dentro de las que, además del recurso hídrico, se considera la radiación solar, la energía eólica, la biomasa y el biogas.

La siguiente gráfica presenta participación de los diferentes recursos energéticos, destinados a generación eléctrica, entre 1970 y 2026.

Gráfica 12- Evolución de matriz energética para generación eléctrica 1970 – febrero 2026

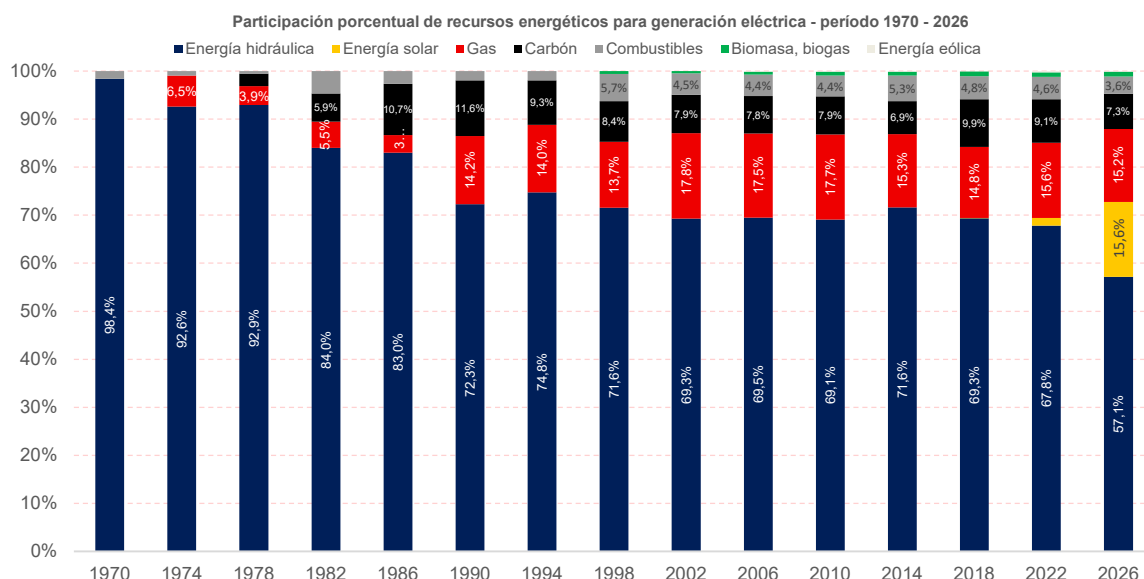


Con el transcurso del tiempo se han incorporado nuevos recursos energéticos a la matriz de generación de energía eléctrica. La energía hidráulica disminuyó su participación del 98,4% en 1970 a 57,1% en el 2026. Esta reducción se debió a la penetración de recursos de origen fósil como el gas, que incrementó su participación del 6,5% al 15,2% entre 1974 y

2026, y el carbón que ha aumentado su participación del 2,6% en 1978 al 7,3% en la actualidad.

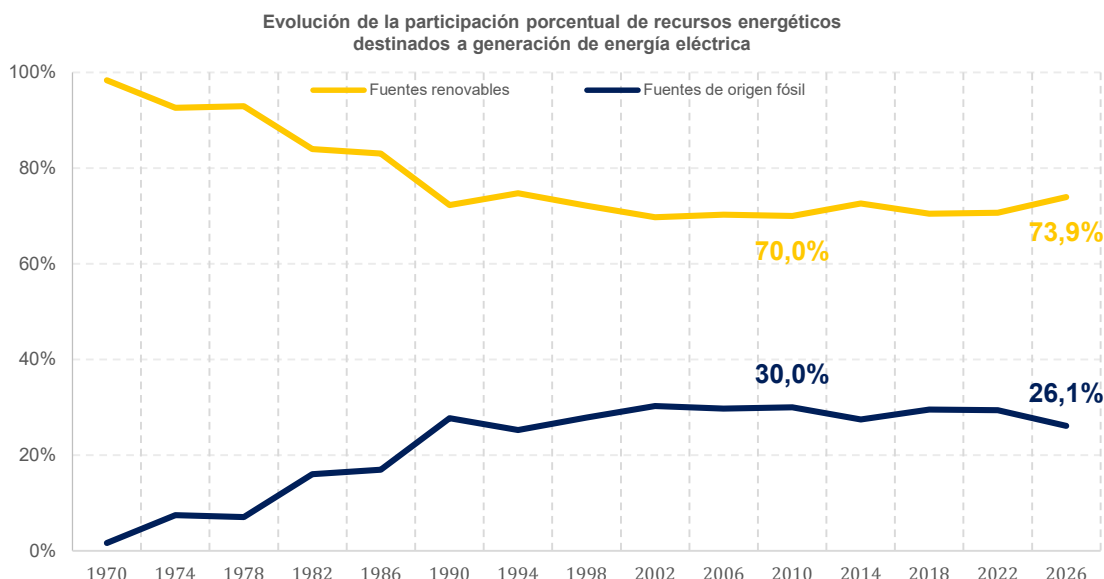
La energía solar como recurso energético para generación de energía eléctrica presenta un vertiginoso incremento, al pasar del 0,1% en el 2018 a 15,6% a marzo de 2026, lo equivale a un crecimiento promedio anual de 89%, impulsado por las políticas de transición energética y uso de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable.

Gráfica 13– Evolución de la participación porcentual de recursos en la matriz energética



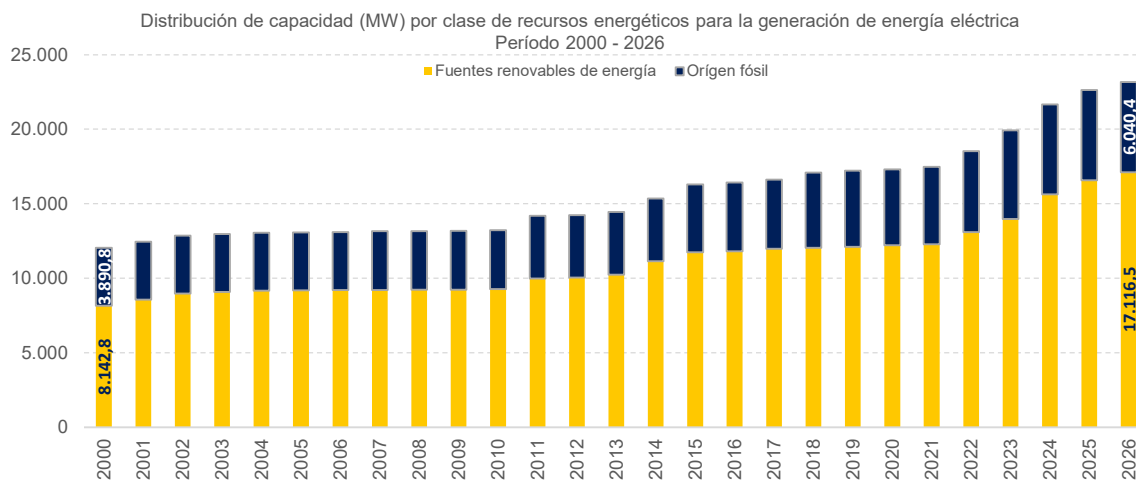
Actualmente la composición de energéticos, para la operación de plantas de generación de energía eléctrica, es de 74% con fuentes renovables de energía y 26% con recursos de origen fósil.

Gráfica 14 – Comparación en la utilización de recursos renovables frente a recursos fósiles



La siguiente gráfica presenta la evolución de la participación de recursos renovables y de origen fósil, en la generación de energía eléctrica entre el 2.000 y el 2.026.

Gráfica 15- Distribución de capacidad (MW) por clase de recursos energéticos para la generación de energía eléctrica Período 2000 – 2026



4.5. Distribución Geográfica de Plantas

La siguiente tabla presenta la distribución geográfica, por departamento, de capacidad instalada y los recursos energéticos empleados.

Tabla 11 - Capacidad instalada (MW) por área operativa y departamento

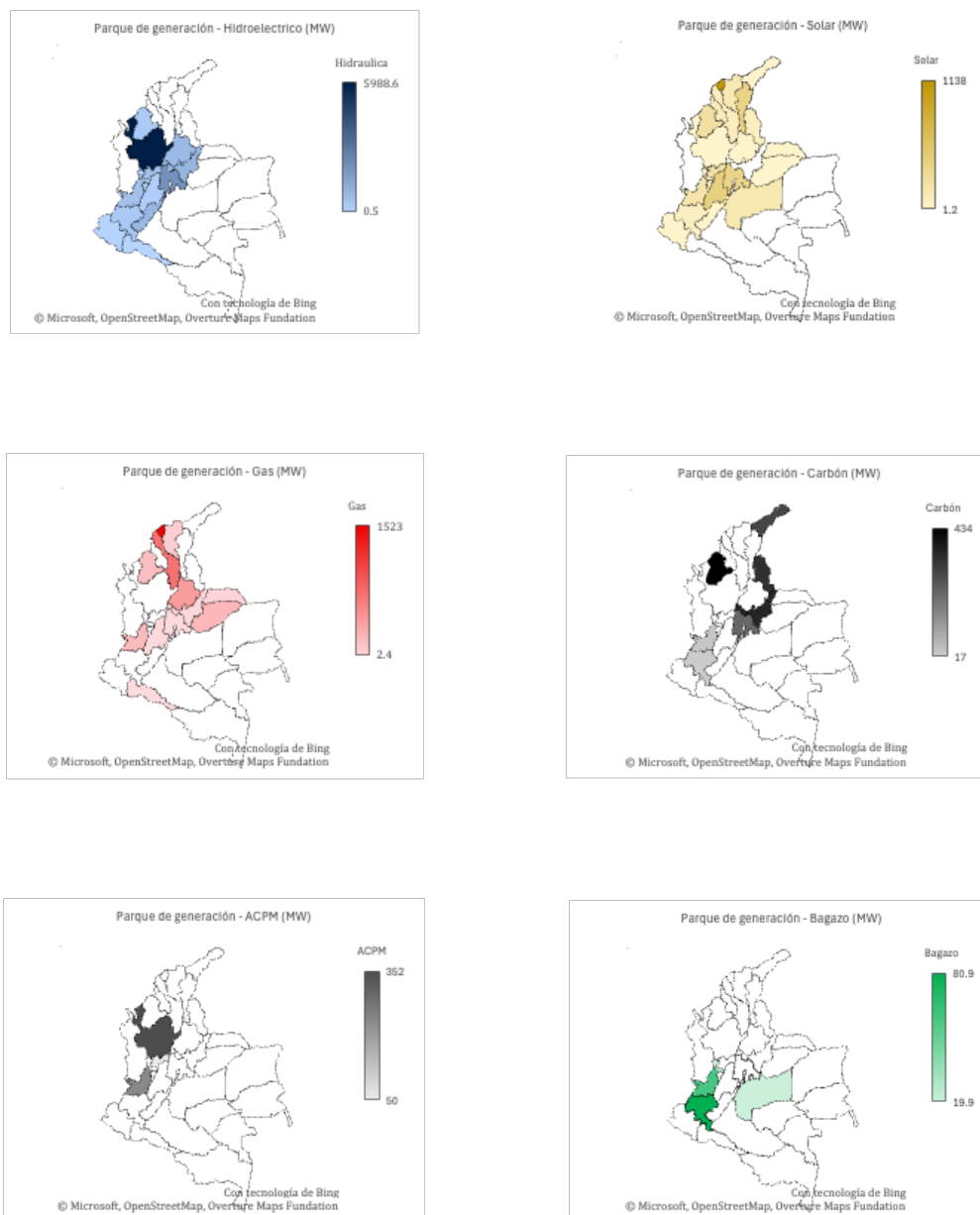
Área Operativa / Departamento	Energía Hidráulica	Gas	Energía Solar	Carbón	ACPM	Bagazo	Combust.	Energía Eólica	Biomasa	Diesel	Biogas	Total (MW)
Antioquia-Chocó	5.988,6		4,8		352,0						5,0	6.350,4
Antioquia	5.988,6		4,8		352,0						5,0	6.350,4
Caribe	338,0	2.547,9	2.065,2	724,0			178,0	41,0		19,9	6,4	5.920,4
Atlántico		1.523,0	1.138,0					9,1			4,1	2.674,2
Córdoba	338,0	200,0	243,2	434,0								1.215,2
Bolívar		736,9	81,0				178,0					995,9
Cesar			382,7							19,9		402,6
La Guajira			4,1	290,0				31,9				326,0
Magdalena		88,0	133,7								2,3	224,0
Sucre			82,4									82,4
Suroccidente	2.811,4	241,3	917,4	46,8	287,0	160,5						4.464,3
Valle del Cauca	641,3	229,0	186,8	29,8	237,0	59,7						1.383,6
Huila	947,1		4,5									951,6
Caldas	610,8		220,9		50,0							881,7
Tolima	204,9	7,3	429,5									641,7
Cauca	352,7		64,6	17,0		80,9						515,1
Risaralda	28,4	0,0	5,0			19,9						53,3
Nariño	21,5		4,9									26,3
Quindío	4,3		1,2									5,5
Putumayo	0,5	5,0										5,5
Nordeste	1.901,9	724,1	93,8	693,0					30,0			3.442,8
Boyacá	1.020,9	9,7		358,0								1.383,6
Santander	881,0	436,0	7,9									1.324,9
Norte de Santander			74,1	335,0								409,1
Casanare		243,9	2,0						30,0			275,9
Arauca		34,5	9,8									44,3
Oriental	2.190,5	2,4	539,0	224,0		19,9					3,3	2.979,1
Cundinamarca	2.186,1	2,4	388,2	224,0								2.800,7

Área Operativa / Departamento	Energía Hidráulica	Gas	Energía Solar	Carbón	ACPM	Bagazo	Combust.	Energía Eólica	Biomasa	Diesel	Biogas	Total (MW)
Meta			150,8			19,9					1,6	172,3
Bogotá D.C.	4,4										1,7	6,1
Total (MW)	13.230,4	3.515,7	3.620,1	1.687,8	639,0	180,4	178,0	41,0	30,0	19,9	14,7	23.156,9

La tabla anterior de concentración general de capacidad instalada confirma de manera contundente la asimetría territorial del parque de generación colombiano. Antioquia emerge como el departamento claramente dominante con 6.350,4 MW, seguido a distancia por un grupo intermedio que incluye a Cundinamarca, Santander, Boyacá y el Atlántico, con capacidades entre 1.000 y 3.000 MW. El resto del territorio nacional, particularmente la Orinoquía y la Amazonía, tienen valores de capacidad instalada bajos, con valores cercanos a 5,5 MW o directamente sin capacidad registrada, lo que refleja la exclusión estructural de estas regiones del sistema de generación interconectado al SIN.

La lectura geográfica de dicha capacidad instalada además un patrón de concentración que sigue esencialmente el corredor andino, desde el suroeste hacia el norte del país, con los departamentos de la cordillera y sus estribaciones concentrando la mayor parte de la capacidad instalada nacional. Esta distribución no es aleatoria, obedece a la coincidencia entre topografía favorable para la generación hidráulica, densidad poblacional y demanda energética, e infraestructura de transmisión históricamente consolidada a lo largo del eje montañoso. El contraste con las regiones periféricas (Chocó, Amazonas, Vaupés, Guainía y Vichada) pone de manifiesto que la planificación del sistema eléctrico colombiano ha privilegiado durante décadas la optimización del SIN sobre la ampliación de cobertura hacia territorios de baja densidad, trasladando a estos últimos una situación de dependencia crónica frente a sistemas de generación aislada de menor escala, mayor costo y menor confiabilidad.

Gráfica 16 – Distribución geográfica de la capacidad instalada (MW) de los principales recursos de generación de energía eléctrica.

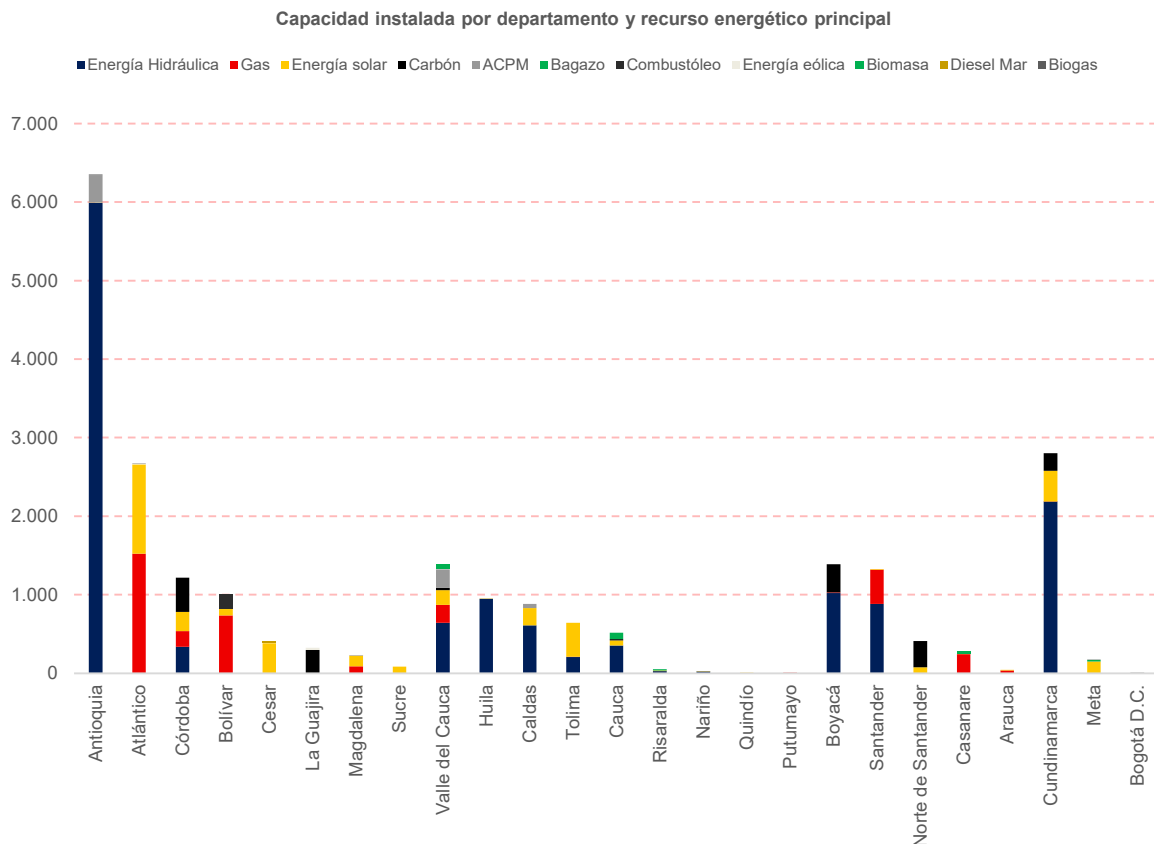


Ahora bien, cómo se puede observar en la gráfica anterior, la distribución espacial de la capacidad instalada de generación eléctrica en Colombia revela una marcada concentración geográfica en pocas regiones del país. La generación hidráulica, fuente

dominante del sistema con hasta 5.988,6 MW, se localiza casi exclusivamente en Antioquia y Cundinamarca, cuyas condiciones hidrológicas y topográficas andinas han determinado históricamente la arquitectura del SIN. Esta dependencia sobre un número reducido de cuencas configura una vulnerabilidad frente a fenómenos como El Niño, que afectan simultáneamente los embalses que soportan la mayor parte de la energía firme del país. En contraste, vastas extensiones del territorio nacional, como la Amazonía, los Llanos Orientales y el Pacífico aparecen sin capacidad instalada relevante, confirmando que estas zonas operan en condiciones de baja o nula integración al SIN y dependen de soluciones aisladas con calidades de servicio muy inferiores a las del sistema interconectado.

La región Caribe exhibe el perfil más diversificado del país, liderando simultáneamente en solar (2.065,2 MW), gas (2.547,9 MW), carbón (724,0 MW) y ACPM (178,0 MW), diversidad que responde a su dotación de recursos naturales y a las restricciones históricas de transmisión desde el interior andino. Sin embargo, el peso del ACPM evidencia una dependencia persistente de combustibles líquidos de alto costo, especialmente en zonas con menor interconexión. Por su parte, las fuentes renovables no convencionales (solar, eólica y biomasa) mantienen una cobertura territorial concentrada en zonas con infraestructura de conexión preexistente, lo que indica que su expansión ha seguido la lógica de la red disponible antes que la del potencial del recurso. Esta brecha entre potencial técnico y capacidad efectivamente instalada constituye uno de los desafíos regulatorios más relevantes para la SSPD en su función de vigilancia sobre la calidad, continuidad y cobertura del servicio en zonas no interconectadas y en proceso de transición energética.

Gráfica 17 – Recursos energéticos y capacidad instalada (MW) por departamento



En la tabla 12 se presenta la relación entre el número de plantas y la capacidad instalada en cada departamento. Los departamentos que mayor capacidad instalada tienen son en su orden, Antioquia, Cundinamarca, Atlántico y Boyacá.

Los departamentos de Antioquia y Cundinamarca presentan una baja diversificación de sus fuentes energéticas y son altamente dependientes del recurso hídrico. En Antioquia, la capacidad instalada depende en el 94,3% del agua y en Cundinamarca el 78,1%.

En contraste, los departamentos de Córdoba y Valle del Cauca cuentan con matrices energéticas más diversificadas. El departamento de Córdoba depende en un 27,8% del agua, 35,7% del carbón, 20% del sol y 16,6% del gas; mientras que el Valle del Cauca

depende de la energía hidráulica, los combustibles líquidos, el gas y la energía solar en el 46,4%, 17,1%, 16,6% y 13,5% respectivamente.

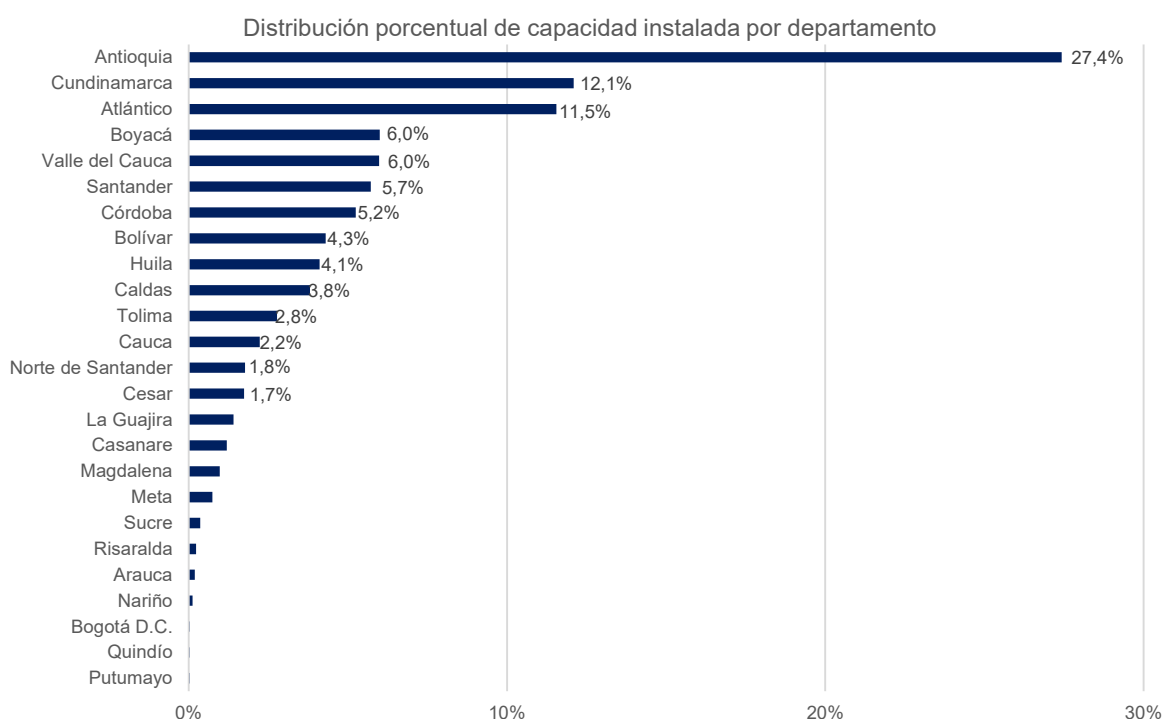
Por su parte, el departamento de Atlántico depende, en proporciones similares del gas y de la energía solar, 57% y 42,6% respectivamente,

Tabla 12 – Relación entre el número de plantas y la capacidad instalada en cada departamento

Departamento	Energía Hidráulica	Gas	Energía solar	Carbón	Combustibles líquidos	Biomasa, Biogás, Bagazo	Energía eólica
Antioquia	94.3%	0.0%	0.1%	0.0%	5.5%	0.1%	0.0%
Atlántico	0.0%	57.0%	42.6%	0.0%	0.0%	0.2%	0.3%
Córdoba	27.8%	16.5%	20.0%	35.7%	0.0%	0.0%	0.0%
Bolívar	0.0%	74.0%	8.1%	0.0%	17.9%	0.0%	0.0%
Cesar	0.0%	0.0%	95.1%	0.0%	4.9%	0.0%	0.0%
La Guajira	0.0%	0.0%	1.3%	89.0%	0.0%	0.0%	9.8%
Magdalena	0.0%	39.3%	59.7%	0.0%	0.0%	1.0%	0.0%
Sucre	0.0%	0.0%	100.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Valle del Cauca	46.4%	16.6%	13.5%	2.2%	17.1%	4.3%	0.0%
Huila	99.5%	0.0%	0.5%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Caldas	69.3%	0.0%	25.1%	0.0%	5.7%	0.0%	0.0%
Tolima	31.9%	1.1%	66.9%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Cauca	68.5%	0.0%	12.5%	3.3%	0.0%	15.7%	0.0%
Risaralda	53.3%	0.0%	9.4%	0.0%	0.0%	37.3%	0.0%
Nariño	81.5%	0.0%	18.5%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Quindío	77.8%	0.0%	22.2%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Putumayo	8.6%	91.4%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Boyacá	73.5%	0.7%	0.0%	25.8%	0.0%	0.0%	0.0%
Santander	66.5%	32.9%	0.6%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Norte de Santander	0.0%	0.0%	18.1%	81.9%	0.0%	0.0%	0.0%
Casanare	0.0%	88.4%	0.7%	0.0%	0.0%	10.9%	0.0%
Arauca	0.0%	77.9%	22.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Cundinamarca	78.1%	0.1%	13.9%	8.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Meta	0.0%	0.0%	87.5%	0.0%	0.0%	12.5%	0.0%
Bogotá D.C.	72.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	27.9%	0.0%

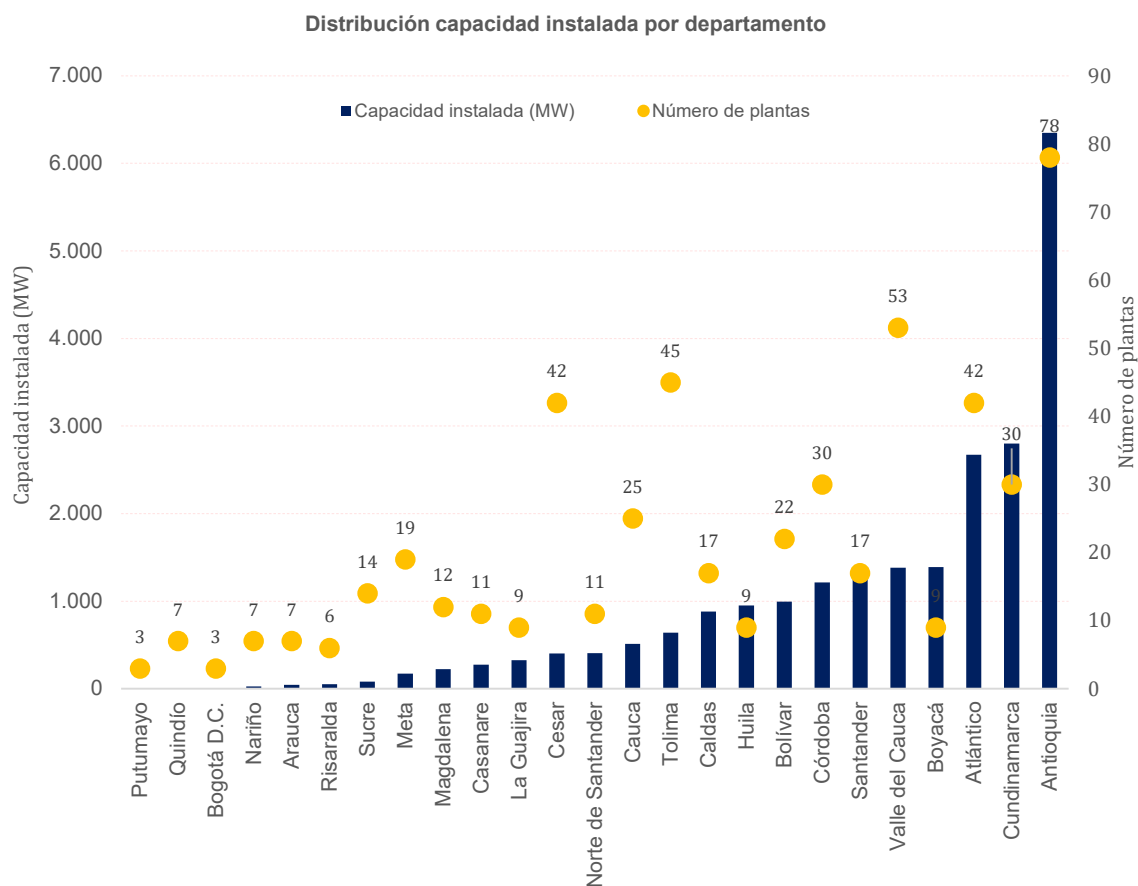
La distribución porcentual de la capacidad instalada por departamento confirma y cuantifica la elevada concentración del parque generador colombiano en un número reducido de territorios. Los tres primeros departamentos, Antioquia (27,4%), Cundinamarca (12,1%) y Atlántico (11,5%) acumulan conjuntamente el 51% de la capacidad total nacional, es decir, más de la mitad del sistema descansa sobre tres departamentos de los veinticinco con generación registrada. Si se amplía el análisis al grupo de los diez primeros, que incluye además a Boyacá, Valle del Cauca, Santander, Córdoba, Bolívar, Huila y Caldas con participaciones individuales de entre 3,8% y 6,0%, la concentración supera el 88% de la capacidad instalada total, dejando al restante de departamentos con participaciones marginales, en su mayoría inferiores al 2%. En el extremo inferior de la distribución, departamentos como Bogotá D.C., Quindío y Putumayo registran participaciones prácticamente insignificantes, lo que contrasta con su peso demográfico y económico y evidencia que su abastecimiento depende fundamentalmente de la energía transportada desde otros nodos del sistema, subrayando una vez más la disociación estructural entre los centros de generación y los centros de consumo

Gráfica 18 – Distribución porcentual de capacidad instalada por departamento



Finalmente, como se observa en la siguiente gráfica, la distribución simultánea de capacidad instalada y número de plantas por departamento revela perfiles de riesgo operativo heterogéneos con implicaciones directas sobre la seguridad y confiabilidad del servicio eléctrico. Antioquia presenta el perfil más robusto del país con 80 plantas y 6.350 MW, nivel de redundancia que le permite absorber contingencias sin comprometer el suministro regional; en contraste, departamentos como Huila y Caldas concentran capacidades de entre 880 y 950 MW en un número reducido de plantas de gran tamaño predominantemente hidráulicas, lo que implica que una falla mayor o un evento hidrológico adverso sobre una sola unidad puede tener un alto impacto sobre la disponibilidad del nodo y la confiabilidad del sistema regional.

Gráfica 19- Distribución de capacidad instalada y número de plantas por departamento



El extremo más crítico desde la perspectiva de la confiabilidad lo constituyen los departamentos de la cola inferior de la distribución (Putumayo, Quindío, Nariño y Arauca), cuya capacidad instalada local es insuficiente para atender su demanda propia y cuyo abastecimiento depende estructuralmente de la energía transportada a través del sistema de transmisión nacional. Esta condición implica que cualquier evento de indisponibilidad en los activos de transmisión que los conectan con los grandes centros de generación se traduce directamente en degradación de la calidad del servicio para los usuarios finales, sin que exista generación local suficiente para actuar como respaldo.

5. Proyectos Aprobados

5.1. Caracterización de proyectos Clase 1

En desarrollo del proceso de aprobación de capacidad de transporte y asignación de punto de conexión, a diciembre de 2025 se registraban 340 proyectos de generación Clase 1 aprobados, para entrar en operación en un horizonte de tiempo hasta el 2033.

La tabla 20 compara el número y capacidad (MW) de los proyectos aprobados, con el número y capacidad (MW) de las plantas de generación en estado de operación o pruebas.

Tabla 13 – Cantidad y capacidad de plantas y proyectos aprobados

Plantas / proyectos	Número de proyectos	Capacidad (MW)
Plantas en operación	402	21.369,7
Plantas en pruebas	126	1.787,2
Proyectos aprobados (inf. UPME dic 2025)	340	16.363,2
Total	868	39.520,1

No obstante, algunos de estos proyectos encontraron restricciones, que afectaron su viabilidad técnica. De acuerdo con la Resolución UPME 528 de 2021, cuando un proyecto presenta restricciones que impiden su ejecución o conexión, la UPME libera el punto de conexión y la reserva de capacidad de transporte. De los 340 proyectos de generación Clase 1 aprobados, la UPME procedió a liberar la capacidad de transporte y punto de conexión de 51 proyectos.

Como resultado de la liberación de capacidad de transporte y punto de conexión, el número de proyectos de generación clase 1 se reduce a 289, programado para entrar en operación en un horizonte de tiempo hasta el 2032. La siguiente tabla compara los proyectos de generación que aún conservan la capacidad de transporte con las plantas actualmente instaladas, en operación o pruebas.

Tabla 14 – Cantidad y capacidad de plantas y proyectos no liberados

Plantas / proyectos	Número de proyectos	Capacidad (MW)
Plantas en operación	402	21.369,7
Plantas en pruebas	126	1.787,2
Proyectos futuros aprobados ⁽¹⁾	289	14.104,0
Total	817	37.260,9

(1): Considerando únicamente proyectos que conservan la capacidad de transporte asignada

Cada proyecto tiene una *FPO Inicial*, que corresponde a la fecha prevista de entrada en operación en el proceso de aprobación por parte de la UPME, y la *FPO Actualizada*, que corresponde a la más reciente fecha aprobada de entrada en operación del proyecto y a aquella indicada en la garantía constituida ante XM, conforme a lo establecido en la resolución CREG 075 de 2021. La reprogramación de la FPO trae como consecuencia un rezago en la entrada en operación de capacidad instalada prevista, lo que se presenta más adelante.

En numerales posteriores, se presentan las características representativas de los proyectos futuros, tales como distribución por tecnología, energético empleado, evolución en el tiempo de ingreso de nueva capacidad y distribución geográfica.

5.1.1 Proyectos aprobados y liberados

La siguiente tabla compara el número de proyectos y capacidad de los proyectos no liberados frente a los proyectos inicialmente aprobados. La capacidad de los proyectos no liberados es de 14.104 MW lo que representa un incremento de 86,2% frente a la capacidad instalada actual y el número de proyectos aumenta en 85%.

Tabla 15 – Proyectos aprobados liberados y no liberados

Distribución de proyectos aprobados liberados y no liberados	Número de proyectos	Capacidad (MW)	Porcentaje núm. Proy.	Porcentaje Capacid.
No liberados	289	14.104,0	85,0%	86,2%
Liberados	51	2.259,2	15,0%	13,8%
Total proyectos aprobados	340	16.363,2		

La capacidad de los 51 proyectos liberados, es decir proyectos que han dejado de tener reserva de capacidad de transporte, condición necesaria para conectarse al SIN, es de 2.259,2 MW, lo que equivale al 15,0% de la capacidad total de los proyectos aprobados.

Se esperaba un incremento de capacidad de 16,363 MW con la entrada en operación de la totalidad de proyectos aprobados; sin embargo, en razón a la liberación de proyectos se reduce la nueva capacidad en 2,259 MW que representa el 13,8% de la capacidad esperada.

Los resultados y análisis siguientes consideran únicamente los 289 proyectos que conservan la capacidad de transporte asignada.

5.1.2 Proyectos supeditados y no supeditados

Algunos proyectos futuros de generación Clase 1, están supeditados o dependen de la ejecución y puesta en operación comercial de proyectos de expansión del Sistema de Transmisión Nacional y/o de los Sistemas de Transmisión Regional, para poderse conectar al sistema, entrar en operación y entregar energía al SIN.

Por lo tanto, los atrasos en entrada en operación de los proyectos del STN/STR afectan negativamente la entrada en operación oportuna de nuevos proyectos de generación.

De los 289 proyectos que cuentan con la capacidad de transporte asignada, 135 proyectos se encuentran supeditados acumulando 8.871,6 MW, es decir el 62,9% de la capacidad de los proyectos futuros.

Tabla 16 – Relación de los proyectos supeditados y no supeditados

	Cantidad	Capacidad (MW)
Proyectos Supeditados	135	8.871,6
Proyectos No Supeditados	154	5.232,3
Subtotal	289	14.104,0

Es importante anotar la importancia que tiene el normal desarrollo y entrada en operación en las fechas previstas de los proyectos de expansión del STR y STN, ya sean adelantados mediante convocatorias UPME o, en el caso de proyectos del STR, ejecutados por los Operadores de Red.

5.1.3 Fechas de Puesta en Operación (FPO) de los proyectos

La siguiente tabla presenta la entrada en operación anual de los proyectos que conservan la capacidad de transporte, equivalente a 14.104 megavatios, de nueva capacidad que ingresará al SIN en un horizonte de tiempo hasta el 2032.

Tabla 17 – Relación de los proyectos futuros que entran al sistema de acuerdo con la FPO, para cada año

Año FPO Proyectos con capacidad de transporte	Subtotal (MW)
2022	47,7
2023	73,1
2024	116,1
2025	428,5
2026	3.634,7
2027	7.308,3
2028	1.896,2

Año FPO Proyectos con capacidad de transporte	Subtotal (MW)
2029	563,5
2031	16,0
2032	19,9
	14.104,0

Se observa que existen proyectos que suman 665,4 MW que, a la fecha, ya incumplieron la entrada en operación; es decir aquellos con FPO entre 2022 y marzo de 2026. No hay claridad de su fecha de entrada en operación.

Tabla 18 – Proyectos con reserva de capacidad de transporte que incumplieron con la FPO

Año FPO Proyectos	Subtotal (MW)
2022	47,7
2023	73,1
2024	116,1
2025	428,5
Subtotal (MW)	665,4

En los años 2026, 2027 y 2028 se concentra el 95% de la capacidad de los proyectos futuros.

5.2. Proyectos por Tipo de Tecnología

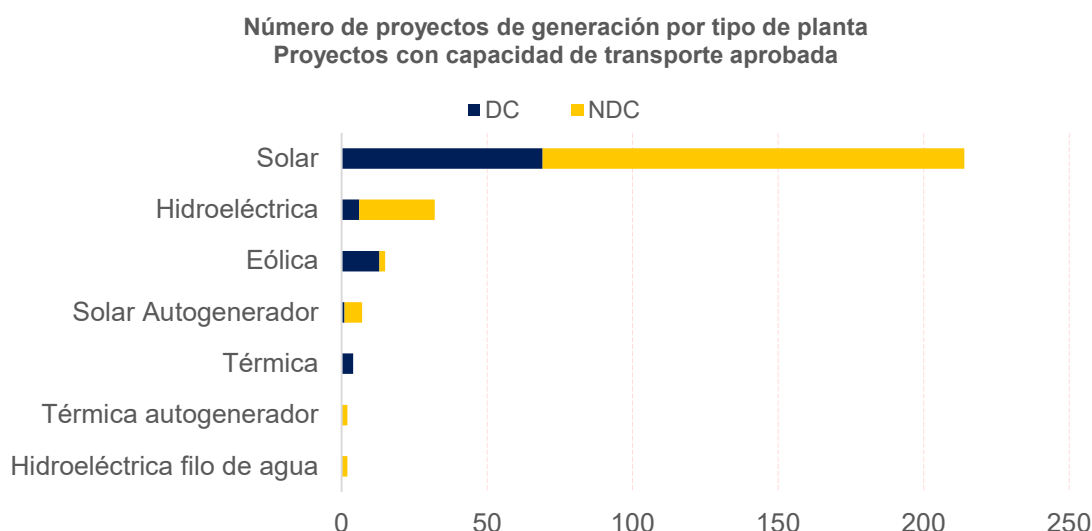
La siguiente tabla presenta el número de todos los proyectos futuros diferenciados por el tipo de tecnología que emplea la futura planta de generación. Las plantas solares con 214 proyectos futuros representan el 74% del total de proyectos futuros.

Tabla 19 – Proyectos futuros por tipo de tecnología

Tipo de planta	DC	NDC	Total general
Hidroeléctrica filo de agua	0	2	2
Térmica autogenerador	0	2	2
Térmica	4	0	4
Solar Autogenerador	1	6	7

Tipo de planta	DC	NDC	Total general
Eólica	13	2	15
Hidroeléctrica	6	26	32
Solar	69	145	214
Solar AGPE	0	13	13
Subtotal	93	196	289

Gráfica 20 – Número de proyectos por tipo de tecnología



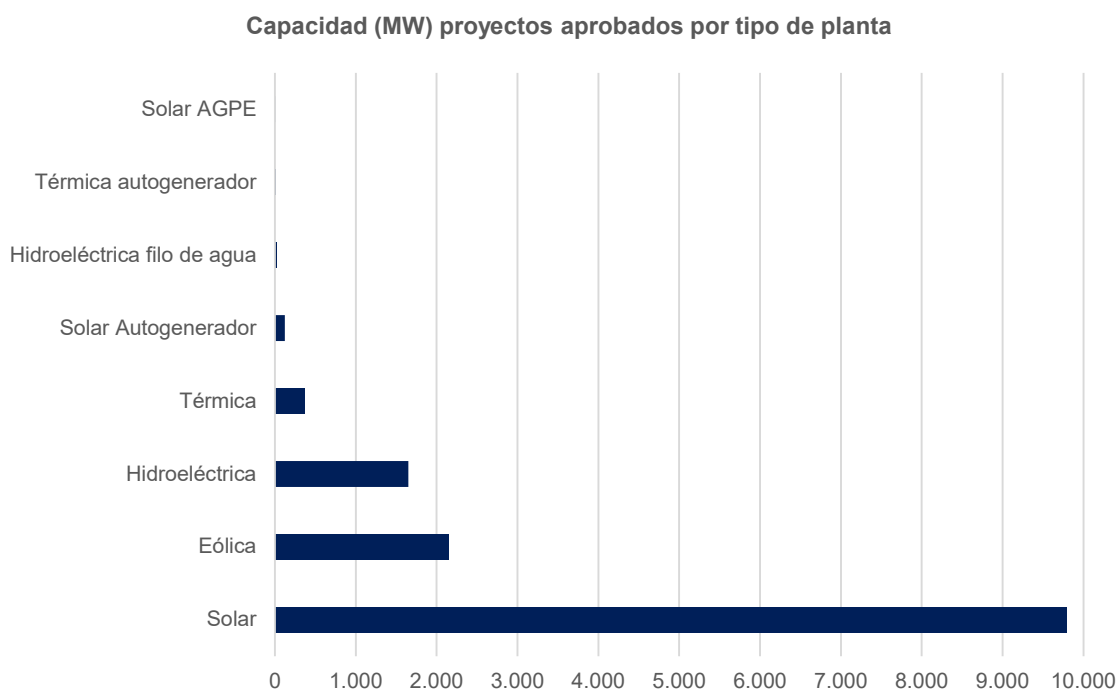
La siguiente tabla presenta la capacidad (MW) de todos los proyectos futuros por el tipo de tecnología. Los proyectos solares aportan 9.793,1 MW que representan el 69% de la capacidad total de proyectos futuros.

Tabla 20 – Capacidad de proyectos futuros por tipo de tecnología

Tipo de planta	DC	NDC	Total general (MW)
Solar	7.977,3	1.815,8	9.793,1
Eólica	2.122,0	21,9	2.143,9
Hidroeléctrica	1.366,0	285,3	1.651,3
Térmica	363,7	0,0	363,7
Solar Autogenerador	50,0	73,9	123,9

Tipo de planta	DC	NDC	Total general (MW)
Hidroeléctrica filo de agua	0,0	19,0	19,0
Térmica autogenerador	0,0	7,0	7,0
Solar AGPE	0,0	2,0	2,0
Subtotal (MW)	11.879,0	2.224,9	14.104,0

Gráfica 21 – Capacidad de proyectos por tipo de tecnología



5.3. Distribución Geográfica Los Proyectos

La siguiente tabla presenta el número de todos los proyectos futuros diferenciados por el recurso energético que emplea la futura planta de generación. La generación fotovoltaica con 9.919,0 MW, seguida por la generación eólica con 2.143,9 MW.

La matriz energética que soporta la capacidad futura de generación proviene fundamentalmente de recursos renovables, los cuales aportan 13.740 MW equivalentes a 97,4% de la capacidad total de nuevos proyectos.

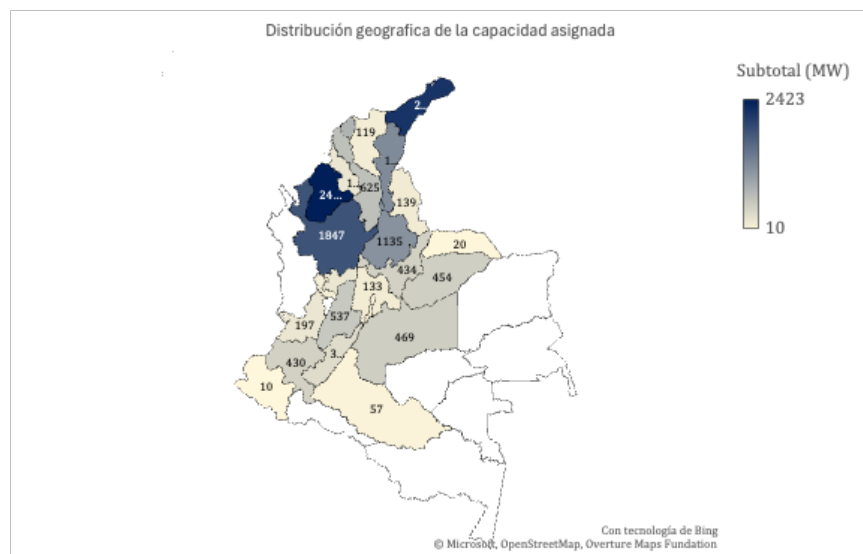
Tabla 21 – Capacidad de todos los proyectos futuros diferenciados por el recurso energético

Área Operativa /Departamento	RENOVABLE				FÓSIL		Subtotal (MW)
	Solar	Eólica	Hidráulica	Biomasa	Combust. Líquidos	Gas	
Antioquia-Chocó	350		1.490	7			1.847
Antioquia	350		1.490	7			1.847
Caribe	5.077	2.144			200	120	7.541
Atlántico	648					120	768
Bolívar	625						625
Cesar	1.215						1.215
Córdoba	2.223				200		2.423
La Guajira	102	2.094					2.196
Magdalena	69	50					119
Sucre	195						195
Nordeste	2.101		37		44		2.182
Arauca	20						20
Boyacá	370		20		44		434
Casanare	454						454
Norte de Santander	129		10				139
Santander	1.128		8				1.135
Oriental	625		56				681
Bogotá D.C.	40		40				79
Cundinamarca	116		16				133
Meta	469						469
Suroccidente	1.767		86				1.853
Caldas	164		40				204
Caquetá	57						57
Cauca	404		27				430
Huila	290		20				310
Nariño	10						10
Risaralda	110						110

Área Operativa /Departamento	RENOVABLE				FÓSIL		Subtotal (MW)
	Solar	Eólica	Hidráulica	Biomasa	Combust. Líquidos	Gas	
Tolima	537						537
Valle del Cauca	197						197
Subtotal (MW)	9.919	2.144	1.670	7	244	120	14.104

La distribución de la capacidad asignada, presentada en la siguiente gráfica, evidencia una alta concentración de proyectos en la región Caribe, particularmente en departamentos como La Guajira, Cesar y Magdalena, los cuales representan una porción significativa de la expansión futura de la capacidad de generación del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Esta situación resalta la importancia de fortalecer las actividades de inspección, vigilancia y control sobre los proyectos estratégicos ubicados en estas zonas, debido a su relevancia para la confiabilidad, suficiencia y diversificación de la matriz energética nacional.

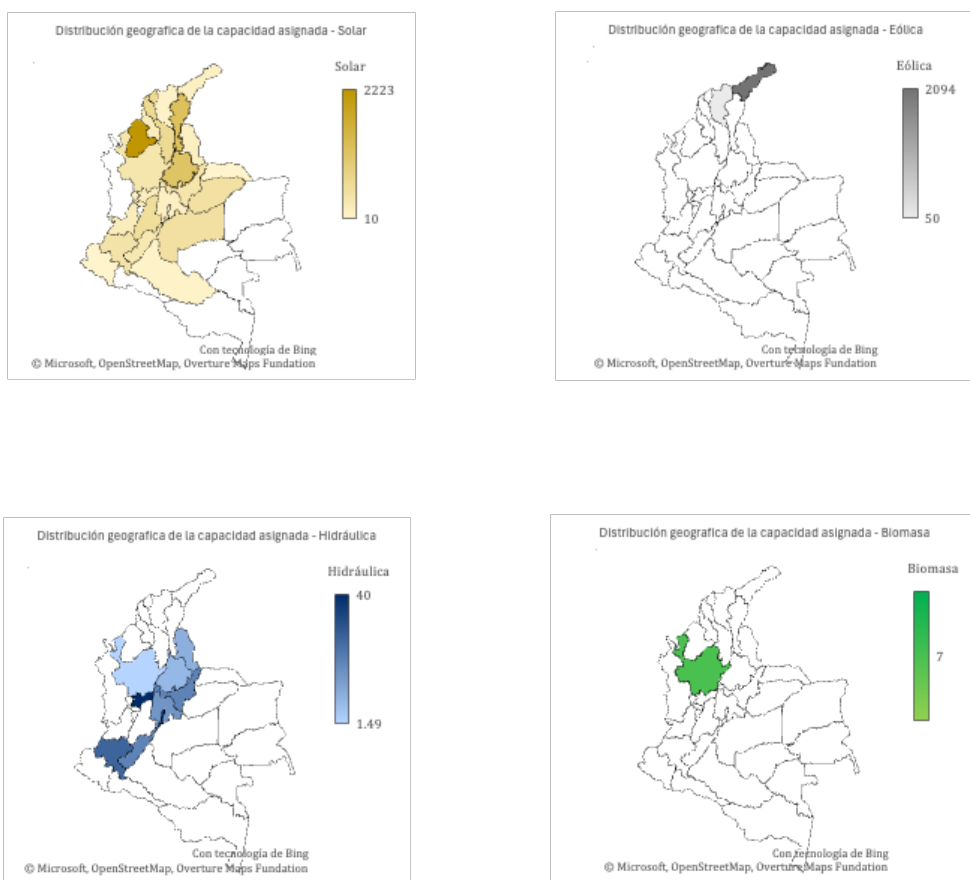
Gráfica 22 – Distribución por de la capacidad asignada por departamento

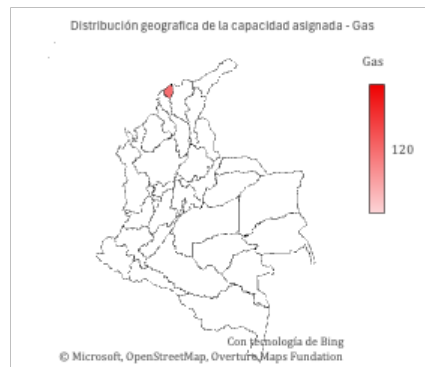
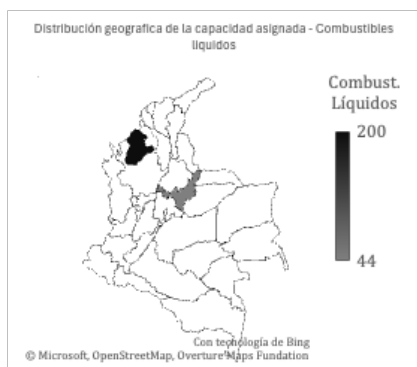


En este contexto, resulta prioritario realizar un seguimiento permanente al avance constructivo de los proyectos, al cumplimiento de sus Fechas de Puesta en Operación (FPO) y a la ejecución de la infraestructura de conexión y transmisión asociada. Lo anterior permitirá identificar de manera temprana posibles riesgos, retrasos o incumplimientos que puedan afectar la entrada en operación de la capacidad proyectada y, en consecuencia, la atención de las necesidades futuras de abastecimiento y expansión del sistema eléctrico colombiano.

Ahora bien esta distribución por tipo de recurso se puede observar en la siguiente figura:

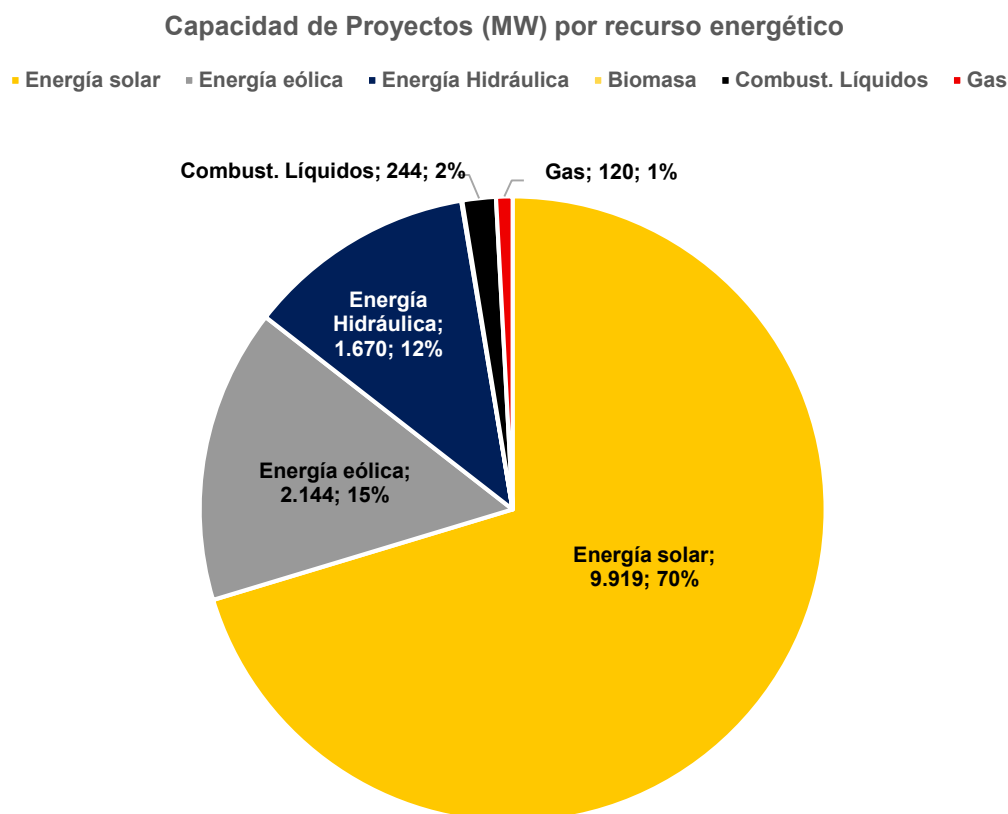
Gráfica 23 – Distribución por de la capacidad asignada por departamento y por tecnología





Desde la perspectiva de la expansión del parque de generación, la siguiente gráfica evidencia una marcada participación de las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER), particularmente de la energía solar fotovoltaica, que concentra aproximadamente 9.919 MW (70%) de la capacidad de los proyectos en desarrollo. Le siguen la energía eólica con 2.144 MW (15%) y la energía hidráulica con 1.670 MW (12%), mientras que tecnologías como biomasa, combustibles líquidos y gas representan conjuntamente cerca del 3% de la capacidad proyectada. Esta composición refleja una transformación significativa de la matriz de generación futura del país, orientada principalmente hacia tecnologías renovables.

Gráfica 24 – Capacidad de los proyectos futuros por recurso energético



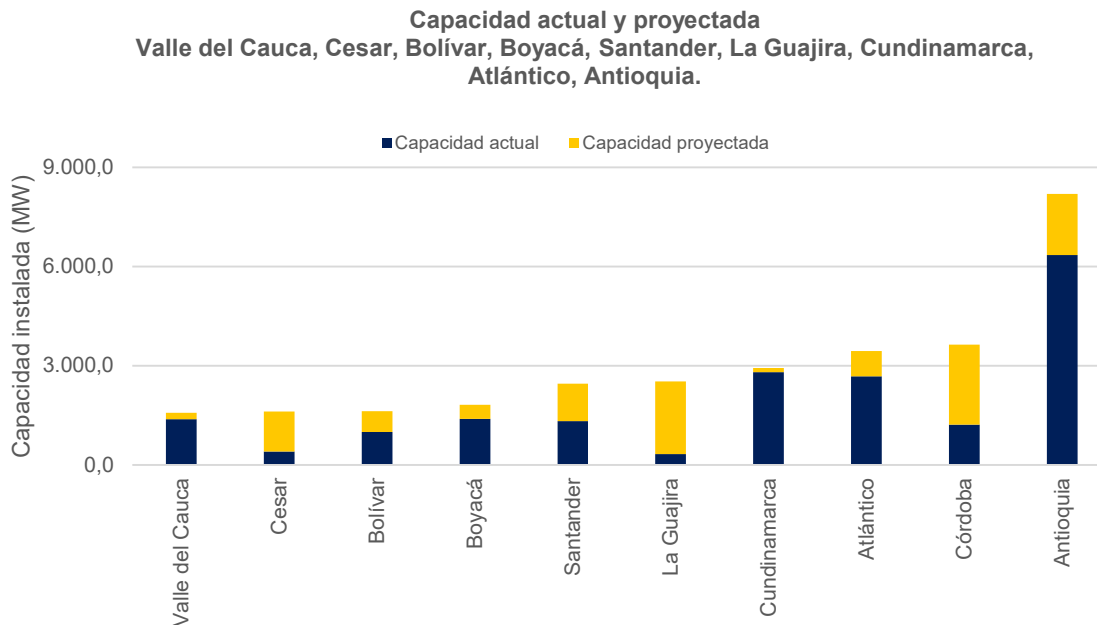
5.4. Proyección de la capacidad instalada del SIN

La siguiente tabla presenta la capacidad actual y proyectada por departamento, al igual que las siguientes gráficas, las cuales muestran los márgenes existentes de capacidad instalada entre departamentos. Se observa que existen departamentos con nula o muy baja capacidad instalada, tanto actual como futura, como Magdalena, Sucre, Risaralda, Bogotá D.C., Arauca, Caquetá, Nariño, Quindío y Putumayo.

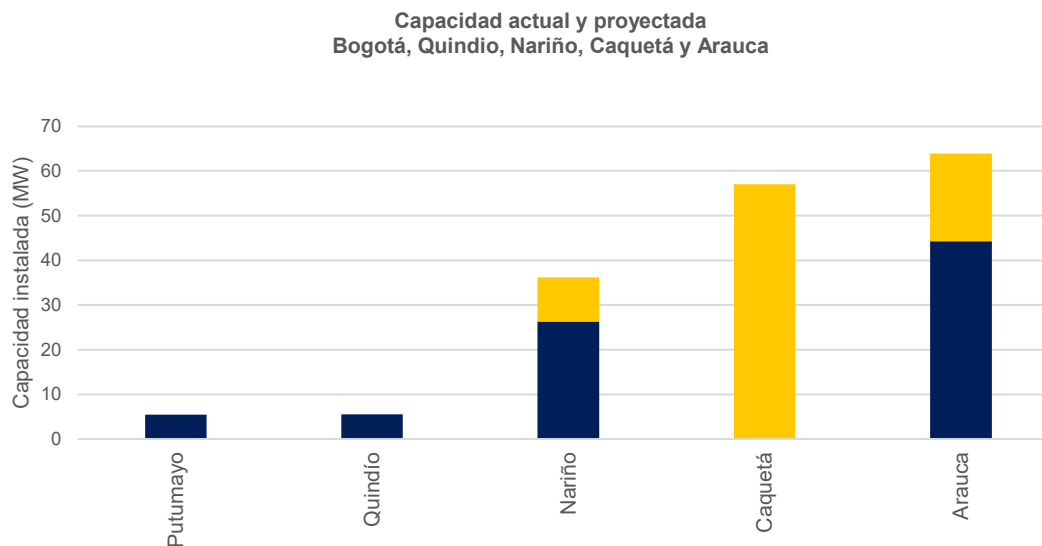
Tabla 22 – Capacidad actual y proyectada en MW por departamento

Departamento	Capacidad actual (MW)	Capacidad proyectada (MW)	Capacidad total (MW)
Putumayo	5,5		5,5
Quindío	5,5		5,5
Nariño	26,3	9,9	36,2
Caquetá		57,0	57,0
Arauca	44,3	19,6	63,9
Bogotá D.C.	6,1	79,4	85,5
Risaralda	53,3	109,7	163,0
Sucre	82,4	195,0	277,4
Magdalena	224,0	119,0	343,0
Norte de Santander	409,1	139,2	548,3
Meta	172,3	469,2	641,5
Casanare	275,9	454,1	730,0
Cauca	515,1	430,1	945,2
Caldas	881,7	204,0	1.085,7
Tolima	641,7	536,6	1.178,3
Huila	951,6	309,5	1.261,1
Valle del Cauca	1.383,6	196,6	1.580,2
Cesar	402,6	1.215,2	1.617,8
Bolívar	995,9	625,0	1.620,9
Boyacá	1.388,6	433,6	1.822,2
Santander	1.324,9	1.135,1	2.460,0
La Guajira	326,0	2.195,8	2.521,8
Cundinamarca	2.800,7	132,7	2.933,4
Atlántico	2.674,2	768,0	3.442,2
Córdoba	1.215,2	2.422,7	3.637,9
Antioquia	6.350,4	1.846,9	8.197,2
Subtotal	23.156,9	14.104,0	37.260,9

Gráfica 25- Capacidad actual y proyectada Valle del Cauca, Cesar, Bolívar, Boyacá, Santander, La Guajira, Cundinamarca, Atlántico, Antioquia.



Gráfica 26 - Capacidad actual y proyectada Bogotá, Quindío, Nariño, Caquetá y Arauca



En la siguiente tabla se presenta para cada año hasta 2032, la evolución de la matriz energética suponiendo la entrada planeada de acuerdo con las FPOs aprobadas de los proyectos futuros diferenciados por recurso energético.

Tabla 23- Proyección de la capacidad de los proyectos futuros por recurso energético

Recurso energético	Año 2026 (proyectada fin de año)	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Energía hidráulica	13.361,0	14.778,1	14.851,1	14.864,8	14.864,8	14.880,8	14.900,7
Energía solar	6.284,9	11.915,1	12.989,3	13.539,1	13.539,1	13.539,1	13.539,1
Gas	3.635,7	3.635,7	3.635,7	3.635,7	3.635,7	3.635,7	3.635,7
Carbón	1.687,8	1.687,8	1.687,8	1.687,8	1.687,8	1.687,8	1.687,8
Combustibles derivados del petróleo	880,6	880,6	1.080,6	1.080,6	1.080,6	1.080,6	1.080,6
Biomasa, Biogas	232,0	232,0	232,0	232,0	232,0	232,0	232,0
Energía eólica	1.375,0	1.635,9	2.184,9	2.184,9	2.184,9	2.184,9	2.184,9
Subtotal	27.457,0	34.765,3	36.661,5	37.225,0	37.225,0	37.241,0	37.260,9

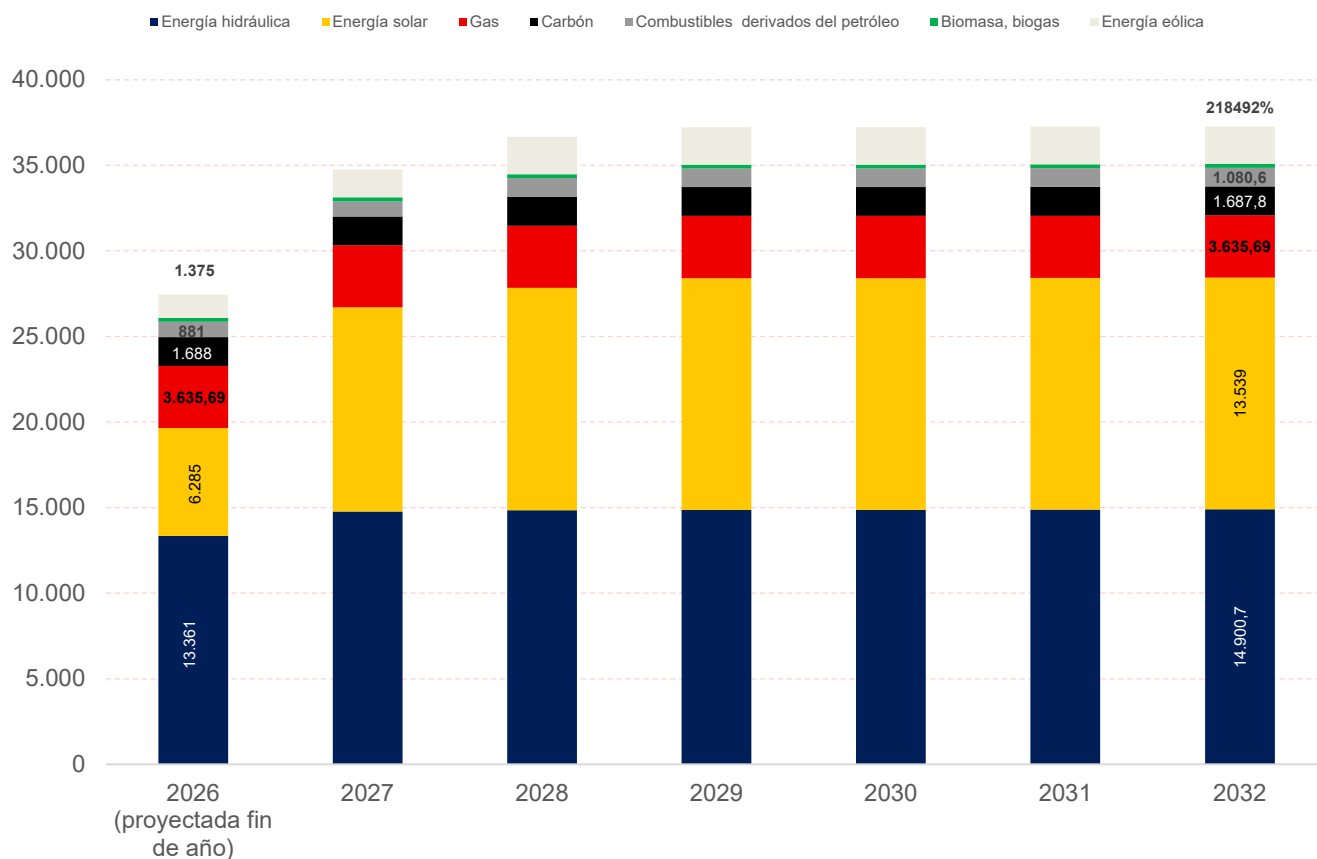
En la tabla 24 se presenta para cada año hasta 2032, la evolución de la capacidad en porcentaje de la matriz energética suponiendo la entrada planeada de acuerdo con las FPOs aprobadas de los proyectos futuros diferenciados por recurso energético.

Tabla 24- Proyección del porcentaje de la capacidad de los proyectos futuros por recurso energético

Recurso energético	Año 2026 (proyectada fin de año)	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Energía hidráulica	48,7%	42,5%	40,5%	39,9%	39,9%	40,0%	40,0%
Energía solar	22,9%	34,3%	35,4%	36,4%	36,4%	36,4%	36,3%
Gas	13,2%	10,5%	9,9%	9,8%	9,8%	9,8%	9,8%
Carbón	6,1%	4,9%	4,6%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%
Combustibles derivados del petróleo	3,2%	2,5%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%
Biomasa, biogas	0,8%	0,7%	0,6%	0,6%	0,6%	0,6%	0,6%
Energía eólica	5,0%	4,7%	6,0%	5,9%	5,9%	5,9%	5,9%
Subtotal	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Gráfica 27 – Matriz proyectada en capacidad

Matriz energética proyectos futuros período 2026 - 2032
Participación en MW por energético principal



El uso de la energía solar, espera incrementar en cerca de 215,4% de capacidad, lo cual requiere que se desarrolle un marco regulatorio coordinado con otros sectores de forma que se armonicen y se prevea el uso adecuado de la tierra destinada a generación eléctrica pero que no compita o entre en conflicto con suelos destinados a agricultura o reforestación, al igual que políticas claras para el manejo de los paneles solares, baterías y equipos e infraestructura asociada, una vez cumplan su ciclo de vida útil.

Se espera incrementar el uso de la energía eólica en cerca de 158,9% de capacidad, lo cual genera retos en el desarrollo de políticas energética para el manejo de los

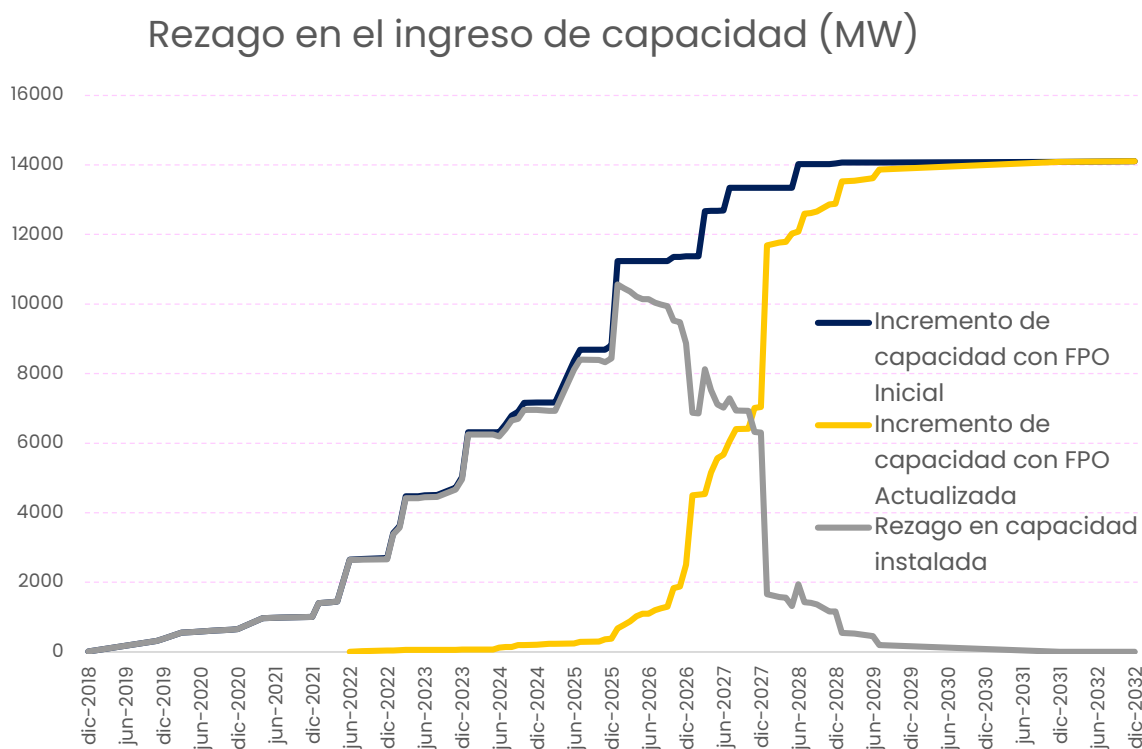
generadores eólicos y equipos e infraestructura asociada, una vez cumplan su ciclo de vida útil, es necesario estudiar y analizar la apropiación y el desarrollo de los proyectos de generación eólica en Colombia dentro del sistema tecnológico complejo asociado a la prestación del servicio de energía eléctrica.

5.5. Reprogramación de Entrada en Operación de Proyecto

De acuerdo con las fechas inicialmente definidas en el concepto de aprobación de la UPME (FPO Inicial) los proyectos aprobados debían iniciar su entrada en operación y conexión al SIN a partir del 2018; por diferentes razones principalmente originadas en el desarrollo de las actividades asociadas con los estudios ambientales, en general los desarrolladores de proyectos solicitaron modificación de la fecha de puesta en operación (FPO actualizada).

La gráfica compara el ingreso de capacidad en función de la FPO inicial (curva naranja) con la entrada en operación de los proyectos con la FPO actualizada (color verde). La curva indicada en color rojo representa el rezago en el ingreso de capacidad de nuevos proyectos de generación.

Gráfica 28 – Rezago en el ingreso de nueva capacidad por reprogramación de la FPO



A final de marzo de 2026, se esperaba que 11.236 MW estuvieran en operación; de estos tan solo 880 MW ingresaron al SIN, lo que representa un atraso de 10.376 MW. Se prevé que a finales de 2026, repunte la entrada en operación de nuevos proyectos y que la brecha entre lo inicialmente programado y lo ejecutado se cierre hacia finales de 2028.

6. Concentración de Plantas y Proyectos de Generación

6.1. Concentración de Capacidad de Plantas de Generación

Históricamente y hasta la década de 1990, antes de la creación de un nuevo marco legal y regulatorio a partir de la nueva Constitución de Colombia de 1991, la cadena de producción asociada a la prestación del servicio de energía eléctrica no se encontraba fragmentada y las ESP participaban en cada eslabón de la cadena (generación, transmisión, distribución y comercialización). Con el nuevo marco, algunas ESP conservan su participación en distintos eslabones en la ahora fragmentada cadena, mientras que otras ESP se dividen en distintas empresas, cada una participando en un eslabón de la cadena y configurando un nuevo esquema de concentración en la generación. Por ejemplo, EPM se conservó como una empresa integrada con participación en generación, transmisión, distribución y comercialización, mientras que ISA se dividió creando una ESP, ISAGEN, dedicada a la actividad de generación.

Existen casos de concentración de propiedad de plantas que no son considerados en este informe, y son estudios a futuro que requieren considerar más fuentes de información como la Superintendencia de Industria y Comercial (SIC). Por ejemplo, el caso de las plantas propiedad del grupo empresarial ARGOS S.A. directamente (representadas comercialmente ante XM por otros agentes generadores) y a través de CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.

A febrero de 2026, se registran 108 agentes generadores, que son los representantes comerciales, que a su vez pueden ser los propietarios, de las plantas, frente a XM y 528 plantas de generación, conectadas al SIN, en estado de “Operación” o “Pruebas”. (Tabla 25).

Las 85 plantas despachadas centralmente, son representadas ante el MEM por 28 Agentes Generadores, mientras que las plantas no despachadas centralmente suman 443 representadas por 92 Agentes Generadores.

El 16% del total de plantas representan el 87,5% del total de capacidad, mientras que el 84% de plantas que representan el 12,5% del total de capacidad son no despachadas centralmente

Tabla 25- Número de plantas y capacidad por tipo de despacho – concentración de capacidad por tipo de despacho y total

Tipo de despacho	Número de agentes	Cantidad de Plantas	(%) Cantidad	Capacidad (MW)	% capacidad	Relación Capacidad / número agentes
Despachadas centralmente	28	85	16,1%	20.267	87,5%	723,82
No despachadas centralmente	92	443	83,9%	2.890	12,5%	31,41
		528		23.157		192,97

6.1.1 Concentración por tipo de despacho de *Plantas de Generación*

Concentración de Plantas Despachadas Centralmente

La siguiente tabla presenta el listado de los agentes generadores (28) que concentran las 85 plantas que son despachadas centralmente, con capacidad instalada total de 20.266,7 MW.

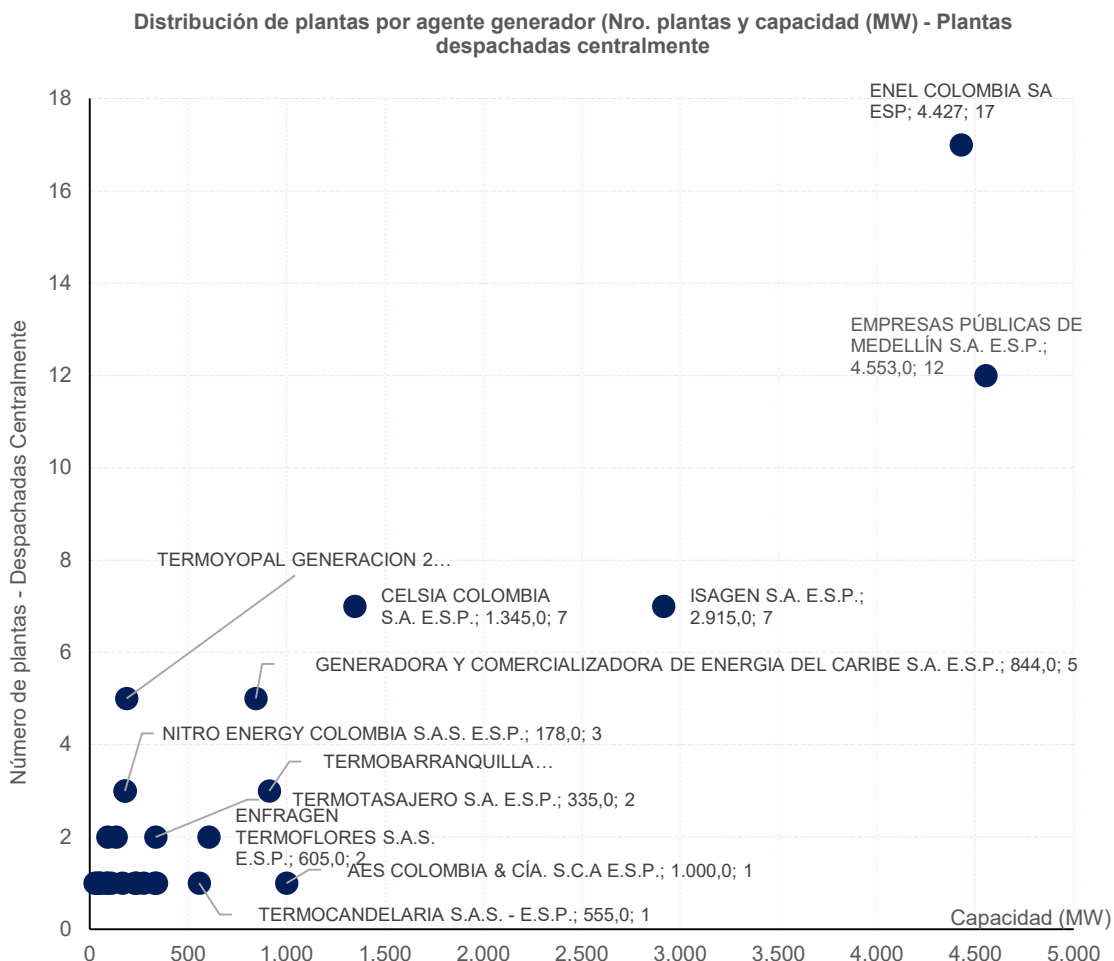
Tabla 26 – Listado de los agentes generadores

Agente generador E.S.P. DE PLANTAS DESPACHADAS CENTRALMENTE	Capacidad (MW)
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN S.A. E.S.P.	4.553,0
ENEL COLOMBIA SA ESP	4.427,0
ISAGEN S.A. E.S.P.	2.915,0
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	1.345,0
AES COLOMBIA & CÍA. S.C.A E.S.P.	1.000,0
TERMOBARRANQUILLA S.A. E.S.P.	911,0
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A. E.S.P.	844,0
ENFRAGEN TERMOFLORES S.A.S. E.S.P.	605,0

Agente generador E.S.P. DE PLANTAS DESPACHADAS CENTRALMENTE	Capacidad (MW)
TERMOCANDELARIA S.A.S. – E.S.P.	555,0
EMPRESA URRRA S.A. E.S.P.	338,0
TERMOTASAJERO S.A. E.S.P.	335,0
PARQUE SOLAR PUERTA DE ORO S.A.S. E.S.P.	330,0
GENERADORA TERMOCENTRO S.A.S. E.S.P.	272,0
ENFRAGEN TERMOVALLE S.A.S. E.S.P.	237,0
TERMOEMCALI I S.A. E.S.P.	229,0
TERMOYOPAL GENERACION 2 S.A.S E.S.P.	186,0
NITRO ENERGY COLOMBIA S.A.S. E.S.P.	178,0
GESTIÓN ENERGÉTICA S.A. E.S.P.	178,0
COMPAÑÍA ELÉCTRICA DE SOCHAGOTA S.A.S. E.S.P.	165,0
HIDROELECTRICA DEL ALTO PORCE S.A.S. E.S.P.	133,0
SPK LA UNIÓN S.A.S. E.S.P.	106,3
PROELECTRICA S.A.S E.S.P.	90,0
TERMONORTE S.A.S. E.S.P.	88,0
SPK LA MATA S.A.S E.S.P	84,4
TERMO CARIBE S.A.S. E.S.P.	52,0
SOL DE LAS CIÉNAGAS S.A.S. E.S.P.	50,0
GENERSOL S.A.S. E.S.P.	35,0
REFOENERGY VILLANUEVA S.A.S E.S.P.	25,0
Capacidad instalada plantas despachadas centralmente (MW)	20.266,7

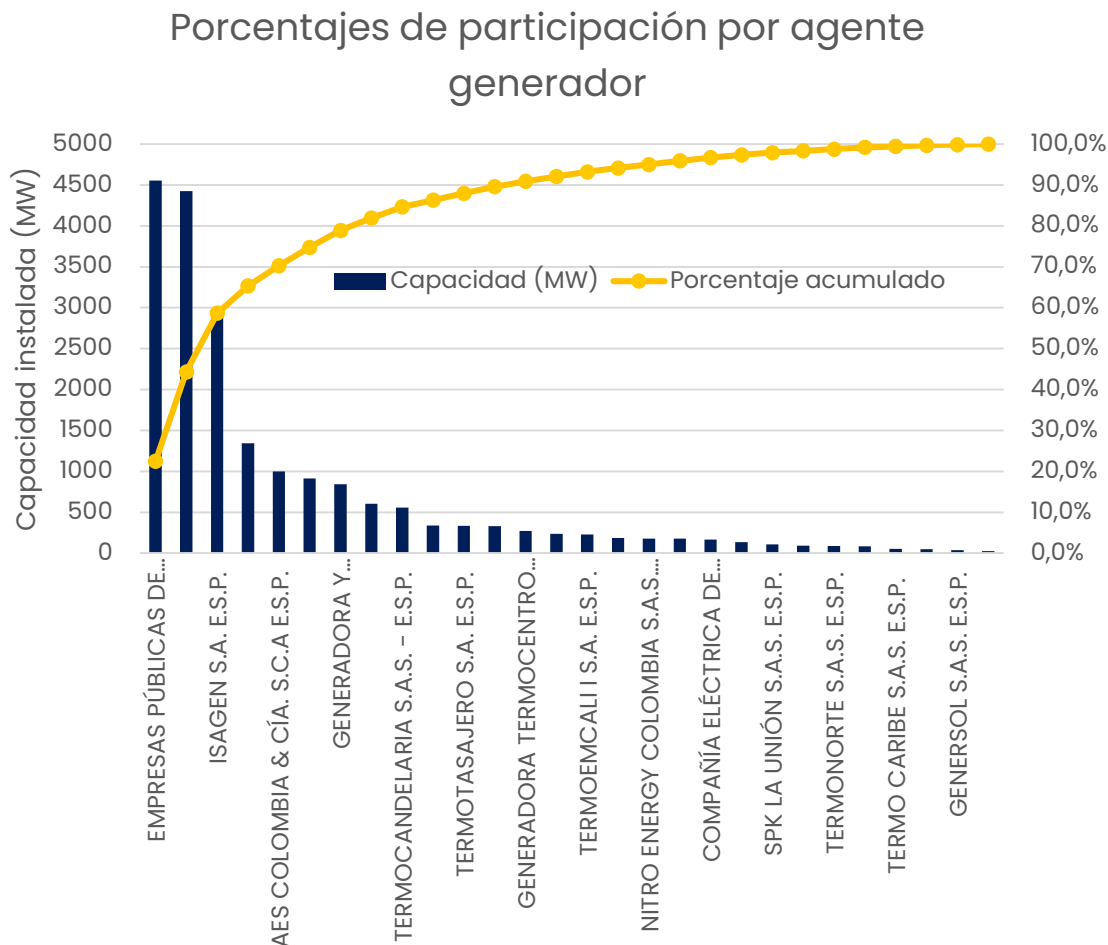
La siguiente gráfica presenta la distribución de los 28 agentes generadores con plantas despachadas centralmente, relacionándole el número de plantas y la capacidad de estas, en donde encontramos que dos agentes generadores, EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN S.A. E.S.P. y CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P., concentran la mayor capacidad y a la vez los que poseen mayor número de plantas.

Gráfica 29 - Distribución de plantas despachadas centralmente por agente generador



La gráfica presenta la participación porcentual de los 28 agentes generadores de plantas despachadas centralmente concentran el 100% de la capacidad instalada. El 70,3% de la capacidad se concentra en 5 agentes con 44 plantas.

Gráfica 30 - Porcentajes de participación por agente generador en plantas despachas centralmente



Concentración de Plantas No Despachadas Centralmente

La siguiente tabla presenta el listado de los agentes generadores (92) que concentran las 443 plantas que no son despachadas centralmente, con capacidad instalada total de 2.890,0 MW.

Tabla 27 – Capacidad instalada y número de plantas no despachadas centralmente por agente generador E.S.P.

Agente generador E.S.P.	Nro. Plantas	Capacidad (MW)
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	65	700.4
ISAGEN S.A. E.S.P.	21	386.6
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN S.A. E.S.P.	29	189.3
ENEL COLOMBIA SA ESP	15	146.6
ERCO GENERACION S.A.S. ESP	27	100.1
NITRO ENERGY COLOMBIA S.A.S. E.S.P.	5	86.9
GREENYELLOW COMERCIALIZADORA S.A.S. E.S.P.	15	76.1
DEPI ENERGY S.A.S. E.S.P.	8	74.4
ATLÁNTICA COLOMBIA S.A.S. E.S.P.	5	72.5
TERMO MECHERO MORRO S.A.S E.S.P	3	57.9
UNERGY ENERGY DIGITAL S.A.S E.S.P	50	50.8
FOTOVOLTAICO EL YARUMO SAS ESP	3	49.7
VATIA S.A. E.S.P.	6	44.7
GENERSA S.A.S. E.S.P.	7	44.2
PCH SAN BARTOLOME S.A.S. E.S.P.	2	39.8
AES COLOMBIA & CÍA. S.C.A E.S.P.	2	39.6
PROYECTOS ENERGETICOS DEL CAUCA S.A. E.S.P.	2	36.9
COMPAÑÍA ELÉCTRICA DE SOCHAGOTA S.A.S. E.S.P.	3	30.5
EMPRESA URRRA S.A. E.S.P.	2	29.8
CENTRALES ELECTRICAS DEL CAUCA S.A. E.S.P.	8	27.7
PROELECTRICA S.A.S E.S.P.	7	27
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A. E.S.P.	5	26.4
CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.	3	25.5
EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A. E.S.P.	5	25.5
ECOGENERATION S.A.S. E.S.P.	2	21.9
RISARALDA ENERGIA S.A.S. E.S.P.	1	19.9
DRUMMOND POWER S.A.S. E.S.P.	1	19.9
GR POWER COLOMBIA S.A.S E.S.P.	2	19.8
EL TAMARINDO SOLAR S.A.S.	2	19.8

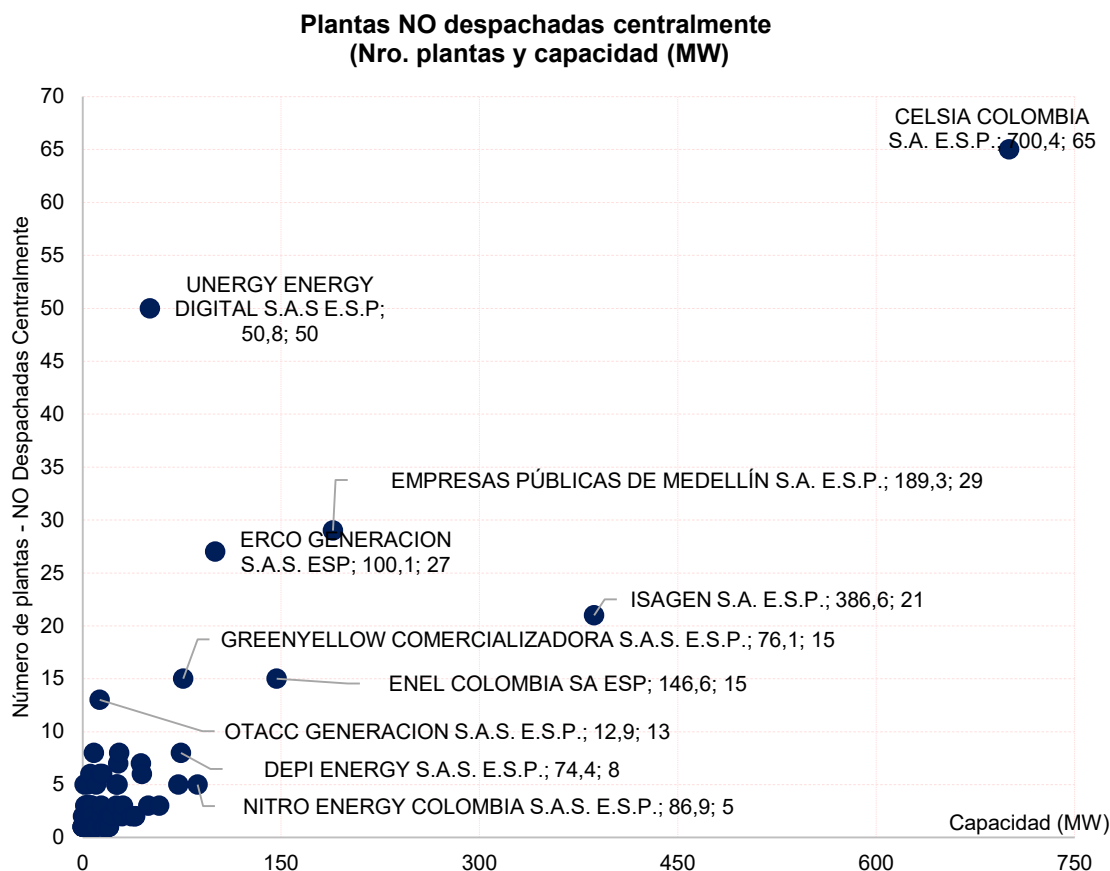
Agente generador E.S.P.	Nro. Plantas	Capacidad (MW)
ECOARDOBELA I S.A.S. E.S.P.	2	19.8
AURES BAJO S.A.S. E.S.P.	1	19.4
RIOPAILA ENERGÍA S.A.S. E.S.P.	2	19
GENERADORA ALEJANDRIA S.A.S. E.S.P.	1	17
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P.	1	16
HIDROENERGIA DE LA MONTAÑA S.A.S E.S.P	1	15
ENERGIA Y GAS DE COLOMBIA SAS ESP	6	14.9
COMPANIA DE ELECTRICIDAD DE TULUA S.A. E.S.P.	3	14.2
BCCY CORDOBA S.A.S. E.S.P.	2	14
HIDROTOLIMA S.A. E.S.P.	6	13.2
OTACC GENERACION S.A.S. E.S.P.	13	12.9
CENTRAL HIDROELÉCTRICA TZ II S.A.S. E.S.P.	1	10.5
EMPRESA DE GENERACION Y PROMOCION DE ENERGIA DE ANTIOQUIA S.A. E.S.P.	5	10.3
ESPACIO PRODUCTIVO S.A.S. E.S.P.	1	10.2
TERMOEMCALI I S.A. E.S.P.	1	9.9
CENTRAL HIDROELÉCTRICA ZEUS SAS ESP	1	9.9
PCH LA NOQUE S.A.S E.S.P ZOMAC	1	9.9
ABO ENERGY GMBH & CO. KGAA	1	9.9
PARQUE SOLAR LOS GIRASOLES S.A.S ESP	1	9.5
ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.	8	8.5
TERMOPIEDRAS S.A. E.S.P.	2	7.3
ENERGIA DEL RIO PIEDRAS S.A. E.S.P	1	7.3
ENERGIA DEL SUROESTE S.A. E.S.P.	1	7.3
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.	3	7.1
HZ ENERGY S.A.S. E.S.P.	3	6.4
CEMEX	1	6
SUNCOLOMBIA GENERACIÓN S.A.S E.S.P	6	5.9
CENTRAL HIDROELÉCTRICA CONCORDIA S.A.S. E.S.P.	1	5.7
ENERCO S.A. E.S.P.	3	5.5
VOLTAJE EMPRESARIAL S.A.S. E.S.P.	2	5.5
EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGIA ELECTRICA S.A. E.S.P.	2	5.5

Agente generador E.S.P.	Nro. Plantas	Capacidad (MW)
TERMOTASAJERO S.A. E.S.P.	1	5.2
COMERCIALIZADORA 4G ENERGIA SAS ESP	1	4.9
IAC ENERGY S.A.S. E.S.P.	1	4.8
HIDROELECTRICA BARRANCAS SAS ESP	1	4.7
SANTA FE ENERGY ZOMAC S.A.S. E.S.P.	3	4.6
FUENTES DE ENERGIAS RENOVABLES S.A.S. E.S.P.	5	3.9
ENERXIA COLOMBIA SAS ESP	1	3.3
CENTRAL TERMOCARTAGENA SAS ESP	1	3.1
ES INVEST COLOMBIA S.A.S. ESP	3	3
BIA ENERGY S.A.S. E.S.P	3	3
NEXTGY S.A.S. E.S.P.	3	2.9
ENERGIA RENOVABLE DE COLOMBIA S.A.S E.S.P.	1	2.3
CEE ENERGY SAS ESP	2	2
EMPRESAS PUBLICAS DE CALARCA ESP	3	2
4E GROUP S.A.S E.S.P.	1	2
BIOGAS COLOMBIA S.A.S. E.S.P.	1	1.7
P.CH EL COCUYO SAS ESP	2	1.6
COENERGIA S.A.S. E.S.P.	5	1.4
ENERGETICA S.A. E.S.P.	1	1.2
EMPRESA GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA ELECTRICA DE COLOMBIA S.A. E.S.P.	1	1.2
ENERMAS SAS ESP	1	1
EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P.	1	1
SUNO S.A.S. ESP	1	1
DUCK ENERGY S.A.S. ESP	1	1
COX ENERGY COMERCIALIZADORA SAS ESP	1	1
SPECTRUM RENOVAVEIS S.A.S. E.S.P.	1	1
SIGMA2 COMERCIALIZADORA DE ENERGIA ELECTRICA SAS ESP	2	0.9
COMPAÑÍA INTEGRAL ENERGETICA S.A.S E.S.P	1	0.8
ENERGIA LIMPIA Y EFICIENTE S.A.S ESP	1	0.2
EMPRESA DE ENERGIA DEL QUINDIO S.A. E.S.P.	2	0.2
RUITOQUE S.A. E.S.P.	1	0

Agente generador E.S.P.	Nro. Plantas	Capacidad (MW)
AIR-E S.A.S. E.S.P.	1	0
Capacidad instalada plantas no despachadas centralmente (MW)	443	2890.2

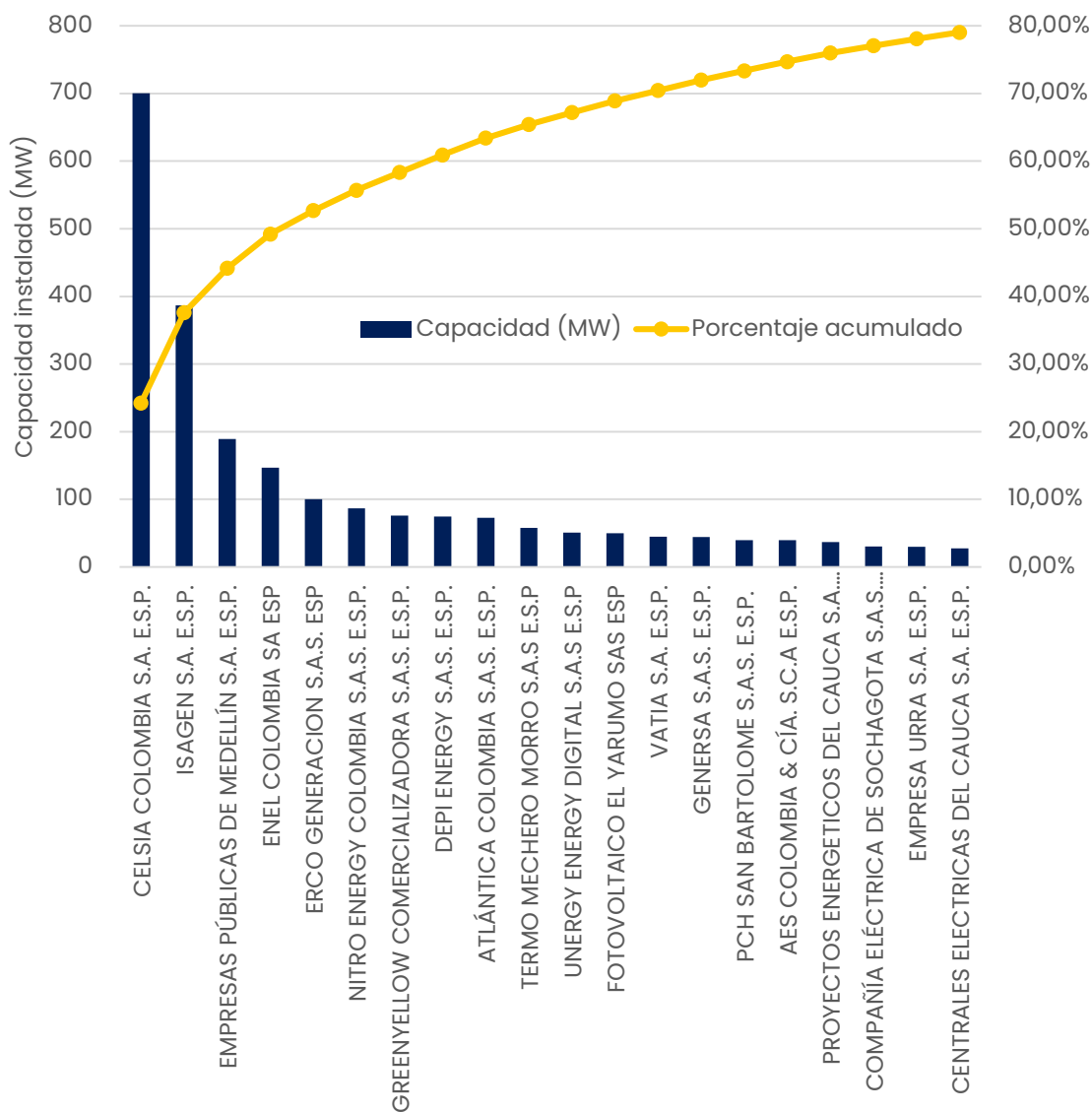
La siguiente presenta la distribución de los agentes generadores, con plantas no despachadas centralmente, relacionando el número de plantas y la capacidad de estas, en donde encontramos que un agente generador, CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P., concentra la mayor capacidad y a la vez con el mayor número de plantas.

Gráfica 31 – Agentes que representan plantas no despachadas centralmente



La siguiente gráfica presenta la participación porcentual de los 20 agentes generadores con mayor capacidad instalada, de plantas no despachadas centralmente concentran aproximadamente el 75% de la capacidad instalada, con 300 plantas.

Gráfica 32 – Porcentajes de participación por agente generador en plantas no despachadas centralmente



6.1.2 Concentración total de Plantas por agente generador

Existen actualmente 108 agentes generadores, que son los responsables de representar la planta de generación ante el CND. La tabla 28 presenta los 16 agentes generadores que representan el 90% de la capacidad actualmente instalada. El 71,74% de la capacidad instalada se encuentra concentrada en 6 agentes generadores: EPM, ENEL, ISAGEN, CELSIA, AES y TEBSA

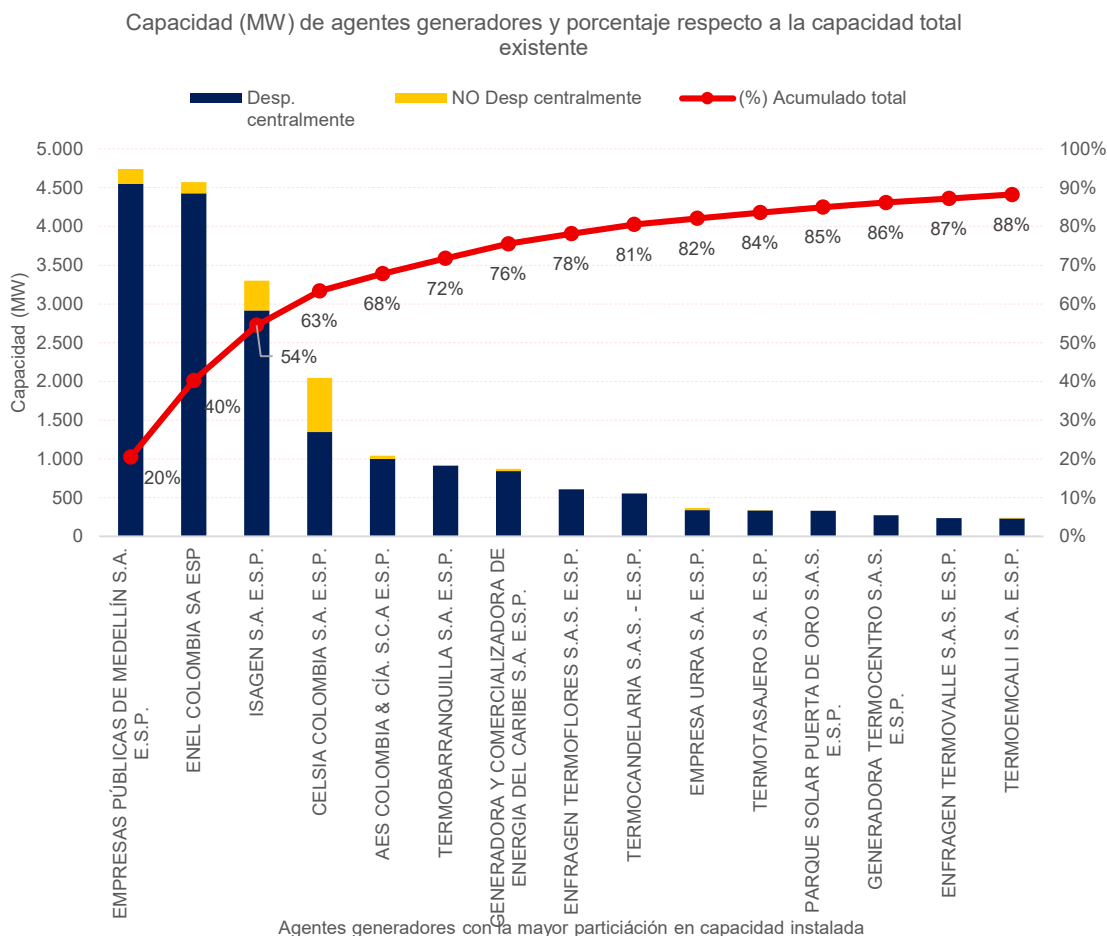
Tabla 28- Número de plantas, capacidad y porcentaje por agente generador

Agente Generador Número total de agentes generadores = 108	Desp. centralme nte	NO Desp central mente	Total (MW)	(%) desp central	(%) NO desp central m	(%) total	(%) acum Desp Central	(%) acum NO Desp Central	(%) Acumul ado total
EPM	4.553	189	4.742	22,5%	6,5%	20,5%	22,5%	6,5%	20,5%
ENEL	4.427	147	4.574	21,8%	5,1%	19,8%	44,3%	11,6%	40,2%
ISAGEN	2.915	387	3.302	14,4%	13,4%	14,3%	58,7%	25,0%	54,5%
CELSIA	1.345	700	2.045	6,6%	24,2%	8,8%	65,3%	49,2%	63,3%
AES	1.000	40	1.040	4,9%	1,4%	4,5%	70,3%	50,6%	67,8%
TEBSA	911	0	911	4,5%	0,0%	3,9%	74,8%	50,6%	71,7%
GECELCA	844	26	870	4,2%	0,9%	3,8%	78,9%	51,5%	75,5%
TERMOFLORES	605	0	605	3,0%	0,0%	2,6%	81,9%	51,5%	78,1%
TERMOCANDELARIA	555	0	555	2,7%	0,0%	2,4%	84,6%	51,5%	80,5%
URRA	338	30	368	1,7%	1,0%	1,6%	86,3%	52,5%	82,1%
TERMOTASAJERO	335	5	340	1,7%	0,2%	1,5%	88,0%	52,7%	83,6%
PUERTA DE ORO	330	0	330	1,6%	0,0%	1,4%	89,6%	52,7%	85,0%
TERMOCENTRO	272	0	272	1,3%	0,0%	1,2%	90,9%	52,7%	86,2%
TERMOVALLE	237	0	237	1,2%	0,0%	1,0%	92,1%	52,7%	87,2%
TERMOEMCALI	229	10	239	1,1%	0,3%	1,0%	93,2%	53,1%	88,2%
TERMOYOPAL	186	0	186	0,9%	0,0%	0,8%	94,2%	53,1%	89,0%
:	:	:	:	:	:	:	:	:	:
:	:	:	:	:	:	:	:	:	:

Se observa que tres generadores: EPM, ENEL e ISAGEN, concentran el 54,5% del total de capacidad (MW) instalada al SIN, 15 agentes generadores, de un total de 108, que

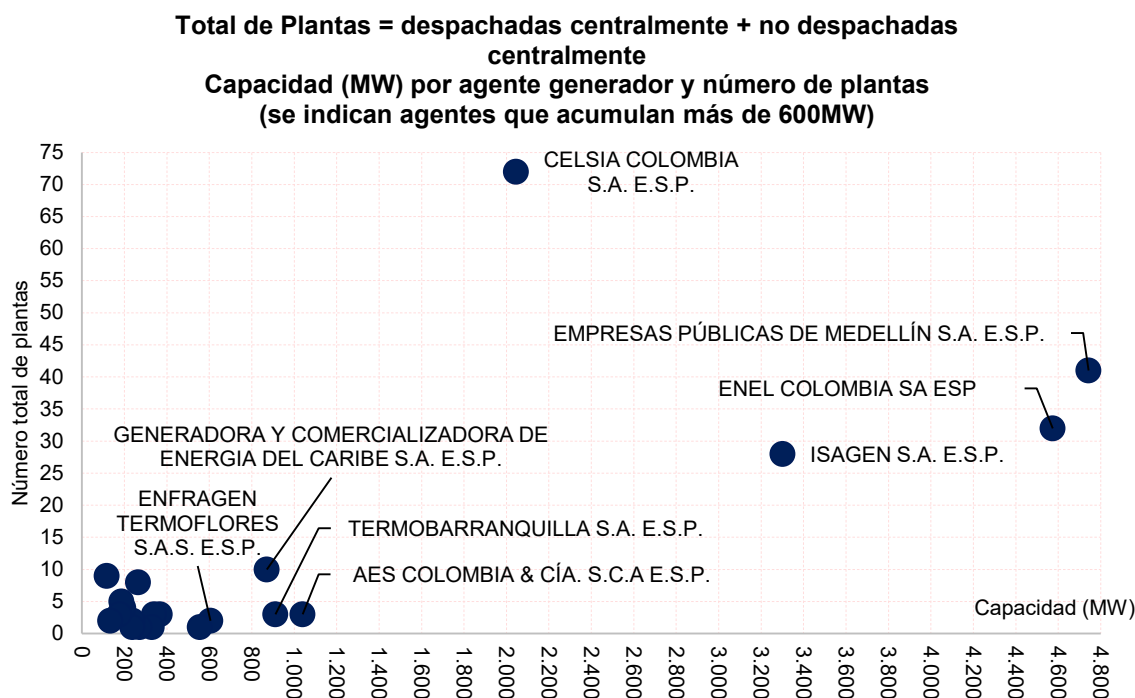
representan el 13,9% del total de agentes generadores, concentran aproximadamente el 90% de la capacidad instalada del País, conectada al SIN.

Gráfica 33 – Capacidad y porcentaje acumulado de participación por agente generador



La siguiente gráfica presenta la distribución de los 8 agentes generadores con mayor capacidad instalada, relacionando el número de plantas y la capacidad de estas, en donde encontramos que dos agentes generadores, EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN S.A. E.S.P. (4.742,28 MW) y ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P. (4.573,55 MW) concentra la mayor capacidad, y CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P., concentra el mayor número de plantas (72).

Gráfica 34 - Distribución de plantas por agente generador



6.2. Concentración de Capacidad de Proyectos de Generación Futuros

Un promotor de proyecto puede o no ser el interesado, el propietario de los activos o el agente generador (representante comercial ante XM) del proyecto y no existe actualmente un mecanismo obligatorio por marco regulatorio que permita rastrear claramente esta información, no obstante, frente a los cambios de comportamiento de estos propietarios y agentes, la CREG es la encargada de regular estas concentraciones en la prestación de los servicios públicos, para que las operaciones de los competidores sean económicamente eficientes, no impliquen abuso de la posición dominante y produzcan servicios de calidad.

A febrero de 2026, se registran 259 promotores y 193 empresas controlantes con 289 proyectos de futuras plantas de generación.

6.2.1 Concentración por tipo de despacho de Proyectos de Generación

Concentración de Proyectos Despachados Centralmente

La siguiente tabla presenta el listado de las empresas controlantes (61) que concentran 93 proyectos de futuras plantas de generación que van a ser despachadas centralmente.

Tabla 29 – Número de proyectos de plantas futuras a ser despachadas centralmente y capacidad por agente

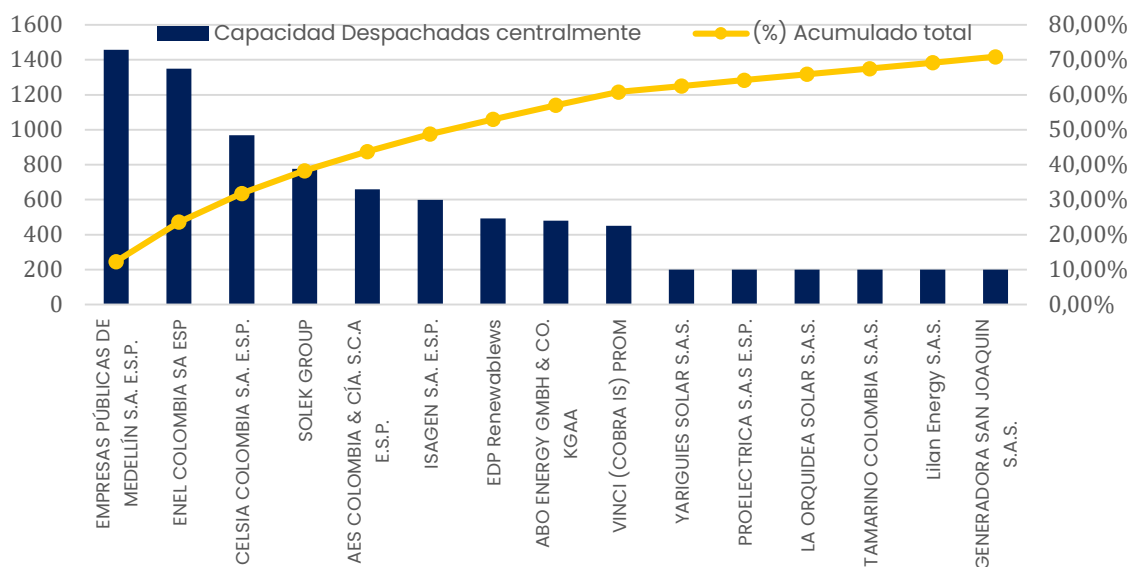
Agente - Despachado centralmente	Número Proyectos	Capacidad Despachadas centralmente	(%) despachado centralmente	(%) Acumulado total
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN S.A. E.S.P.	3	1.457,0	12,3%	12,3%
ENEL COLOMBIA SA ESP	7	1.350,0	11,4%	23,6%
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	8	969,0	8,2%	31,8%
SOLEK GROUP	7	776,9	6,5%	38,3%
AES COLOMBIA & CÍA. S.C.A E.S.P.	5	649,0	5,5%	43,8%
ISAGEN S.A. E.S.P.	5	599,5	5,0%	48,8%
EDP Renewables	2	492,0	4,1%	53,0%
ABO ENERGY GMBH & CO. KGAA	4	480,0	4,0%	57,0%
VINCI (COBRA IS) PROM	2	450,0	3,8%	60,8%
YARIGUES SOLAR S.A.S.	1	200,0	1,7%	62,5%
PROELECTRICA S.A.S E.S.P.	1	200,0	1,7%	64,2%
LA ORQUIDEA SOLAR S.A.S.	1	200,0	1,7%	65,9%
TAMARINO COLOMBIA S.A.S.	1	200,0	1,7%	67,5%
Lilan Energy S.A.S.	1	200,0	1,7%	69,2%
GENERADORA SAN JOAQUIN S.A.S.	1	200,0	1,7%	70,9%
PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO EL COPEY S.A.S.	1	200,0	1,7%	72,6%
Grupo CME Procme de Portugal	1	200,0	1,7%	74,3%
PARQUE SOLAR LIGUSTRO S.A.S.	2	199,8	1,7%	76,0%

Agente - Despachado centralmente	Número Proyectos	Capacidad Despachadas centralmente	(%) despachado centralmente	(%) Acumulado total
SOLAR EL EDEN S.A.S.	1	180,0	1,5%	77,5%
Voltalia S.A.	2	159,9	1,3%	78,8%
CÓRDOBA SOLAR 2 S.A.S.	1	150,0	1,3%	80,1%
NUEVAS ENERGÍAS II S.A.S. E.S.P.	1	150,0	1,3%	81,3%
ENERGY CAPITAL PARTNERS	2	145,0	1,2%	82,6%
TERMO CARIBE S.A.S. E.S.P.	1	120,0	1,0%	83,6%
MPC Energy Solutions NV	1	110,0	0,9%	84,5%
BARZALOSA S.A.S	2	100,0	0,8%	85,3%
EAGLE ENERGY SL	1	100,0	0,8%	86,2%
Global Infrastructure Partners	1	99,9	0,8%	87,0%
PARQUE SOLAR TANGARA SAS	1	99,9	0,8%	87,9%
AMBER CAPITAL ENERGY	1	99,9	0,8%	88,7%
PLANTA SOLAR LAS MARÍAS 99,5 MW	1	99,5	0,8%	89,5%
EFIGEN SAS	1	99,0	0,8%	90,4%
DSE PUERTO BOYACÁ S.A.S	1	90,0	0,8%	91,1%
ANDES SOLARES S.A.S	1	85,0	0,7%	91,9%
GENERADORA BUENAVISTA S.A.S	1	80,0	0,7%	92,5%
PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO WIMKE S.A.S.	1	76,0	0,6%	93,2%
PARQUE SOLAR LA ACHIRA S.A.S.	1	60,0	0,5%	93,7%
CHURUCO SOLAR S.A.S. E.S.P	1	60,0	0,5%	94,2%
PROYECTO GENERACIÓN SOLAR FV SAN SILVESTRE 60 MW.	1	60,0	0,5%	94,7%
URIEL SOLAR MALAMBO S.A.S.	1	50,0	0,4%	95,1%
PARQUE SOLAR PACANDÉ S.A.S. E.S.P.	1	50,0	0,4%	95,5%
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E. E.S.P.	1	50,0	0,4%	95,9%
COX ENERGY	1	50,0	0,4%	96,4%
DRUMMOND POWER S.A.S. E.S.P.	1	50,0	0,4%	96,8%
FOTOVOLTAICO TOLIMA NORTE S.A.S E.S.P.	1	50,0	0,4%	97,2%
OLEODUCTO DE LOS LLANOS ORIENTALES S.A.	2	43,7	0,4%	97,6%

Agente - Despachado centralmente	Número Proyectos	Capacidad Despachadas centralmente	(%) despachado centralmente	(%) Acumulado total
UPSIDE VALUE COLOMBIA SAS	1	43,0	0,4%	97,9%
PARQUE SOLAR CASIOPEA S.A.S. E.S.P.	1	40,0	0,3%	98,3%
DS COLOMBIA S.A.S.	1	40,0	0,3%	98,6%
PROYECTO GENERACIÓN SOLAR FV LIZAMA 40 MW	1	40,0	0,3%	98,9%
Erco Energía S.A.S.	1	40,0	0,3%	99,3%
Greenergy Renovables S.A.	1	40,0	0,3%	99,6%
PARQUE SOLAR MATARREDONDA S.A.S. E.S.P.	1	25,0	0,2%	99,8%
GENMAS S.A.	1	20,0	0,2%	100,0%
Subtotal	93	11.879,0	100,0%	

La siguiente gráfica presenta la participación por capacidad y porcentual de las 15 empresas controlantes con mayor concentración de capacidad de los proyectos de futuros de generación que van a ser despachadas centralmente, los cuales acumulan el 70% de la capacidad de los proyectos considerados.

Gráfica 35 - capacidad de proyectos de plantas futuras a ser despachadas centralmente por agente generador



Concentración de Proyectos No Despachados Centralmente

La siguiente tabla presenta el listado de las empresas que representan 116 de los 196 proyectos no despachados centralmente y concentran el 70% de capacidad futura de proyectos de generación, no despachados centralmente, que corresponde a 1560 MW. Los proyectos futuros, no despachados centralmente representan una capacidad instalada de 2224,9 MW.

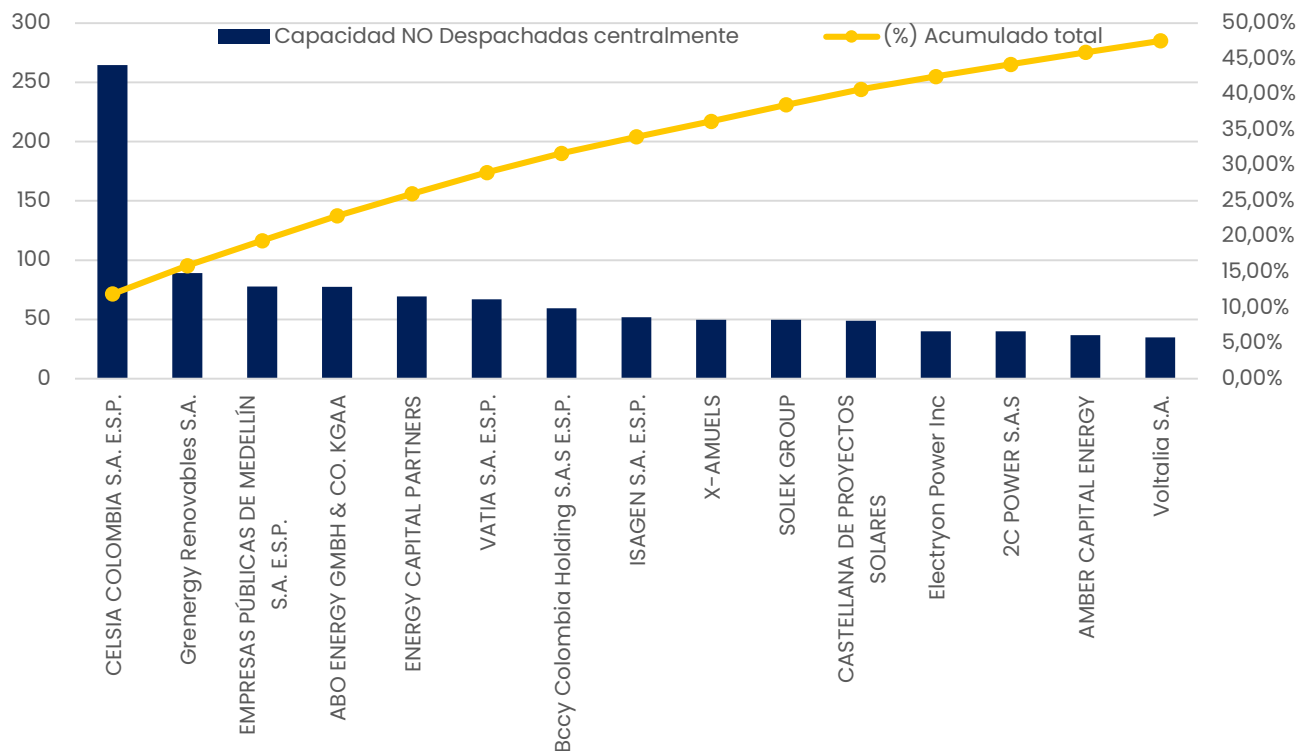
Tabla 30- Número de proyectos de plantas futuras a no ser despachadas centralmente y capacidad por agente

Agente - No Despachado centralmente	Número Proyectos	Capacidad NO Despachadas centralmente	(%) despachado centralmente	(%) Acumulado total
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	24	264,6	11,9%	11,9%
Grenergy Renovables S.A.	9	89,1	4,0%	15,9%
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN S.A. E.S.P.	6	77,8	3,5%	19,4%
ABO ENERGY GMBH & CO. KGAA	6	77,5	3,5%	22,9%
ENERGY CAPITAL PARTNERS	5	69,5	3,1%	26,0%
VATIA S.A. E.S.P.	6	67	3,0%	29,0%
Bccy Colombia Holding S.A.S E.S.P.	5	59,5	2,7%	31,7%
ISAGEN S.A. E.S.P.	3	51,8	2,3%	34,0%
X-AMUELS	4	49,6	2,2%	36,2%
SOLEK GROUP	4	49,6	2,2%	38,5%
CASTELLANA DE PROYECTOS SOLARES	3	48,9	2,2%	40,7%
Electryon Power Inc	2	39,8	1,8%	42,5%
2C POWER S.A.S	2	39,8	1,8%	44,2%
AMBER CAPITAL ENERGY	3	36,7	1,6%	45,9%
Voltalia S.A.	2	34,9	1,6%	47,5%
Continua Energías Positivas	4	26,8	1,2%	48,7%
GENSA	1	19,9	0,9%	49,6%
PCH SALAMINA S.A.S.	1	19,9	0,9%	50,5%
PARQUE SOLAR GUALANDAY S.A.S	1	19,9	0,9%	51,4%
GIRASOL 1 S.A.S.	1	19,9	0,9%	52,2%
RODAS SOLAR SAS	1	19,9	0,9%	53,1%
ESPACIO PRODUCTIVO S.A.S. E.S.P.	1	19,9	0,9%	54,0%
ENEL COLOMBIA SA ESP	1	19,9	0,9%	54,9%
DSE NEIVA S.A.S	1	19,9	0,9%	55,8%
PARQUE SOLAR DRACO SAS ESP	1	19,9	0,9%	56,7%

Agente - No Despachado centralmente	Número Proyectos	Capacidad NO Despachadas centralmente	(%) despachado centralmente	(%) Acumulado total
HMV INGENIEROS LTDA	1	19,9	0,9%	57,6%
PARQUE SOLAR LYRA S.A.S. E.S.P.	1	19,9	0,9%	58,5%
Ecoener	1	19,9	0,9%	59,4%
PSR5 S.A.S	1	19,9	0,9%	60,3%
INGENIERÍAS ALIADAS S.A.S	1	19,9	0,9%	61,2%
SKAT INVESTMENT S.A.S.	1	19,9	0,9%	62,1%
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E. E.S.P.	1	19,9	0,9%	63,0%
VALCOLOMBIA RENOVABLES SAS	1	19,9	0,9%	63,9%
COLOMENER VI S.A.S	1	19,9	0,9%	64,8%
KAİROS SOLAR PARK COLOMBIA S.A.S. E.S.P.	1	19,9	0,9%	65,7%
LA CAYENA SOLAR S.A.S.	1	19,9	0,9%	66,6%
NOTUS ENERGIA COLOMBIA S.A.S	1	19,9	0,9%	67,5%
RECAP COLOMBIA SAS	3	19,84	0,9%	68,3%
LOS COLORADOS SOLAR S.A.S.	2	19,8	0,9%	69,2%
PI ÉPSILON PROYECTOS DE INGENIERÍA ESPECIALIZADA S	2	19,8	0,9%	70,1%

La siguiente gráfica presenta la participación porcentual por capacidad y acumulada de las empresas que concentran el 47% de capacidad de proyectos que no van a ser despachadas centralmente.

Gráfica 36 – capacidad de proyectos de plantas futuras a no ser despachadas centralmente – agentes con mayor concentración



6.2.2 Concentración total de *Proyectos*

La siguiente tabla presenta para las 35 empresas controlantes con mayor concentración de capacidad de futuras plantas de generación tanto que van a ser despachadas centralmente como las que no van a ser despachadas centralmente. El 70,17% de la capacidad de proyectos futuros se encuentra concentrada en 24 empresas controlantes en el País.

6.2.3 Concentración total de Proyectos

Tabla 31 - Total de proyectos de plantas futuras, capacidad y porcentajes por agente

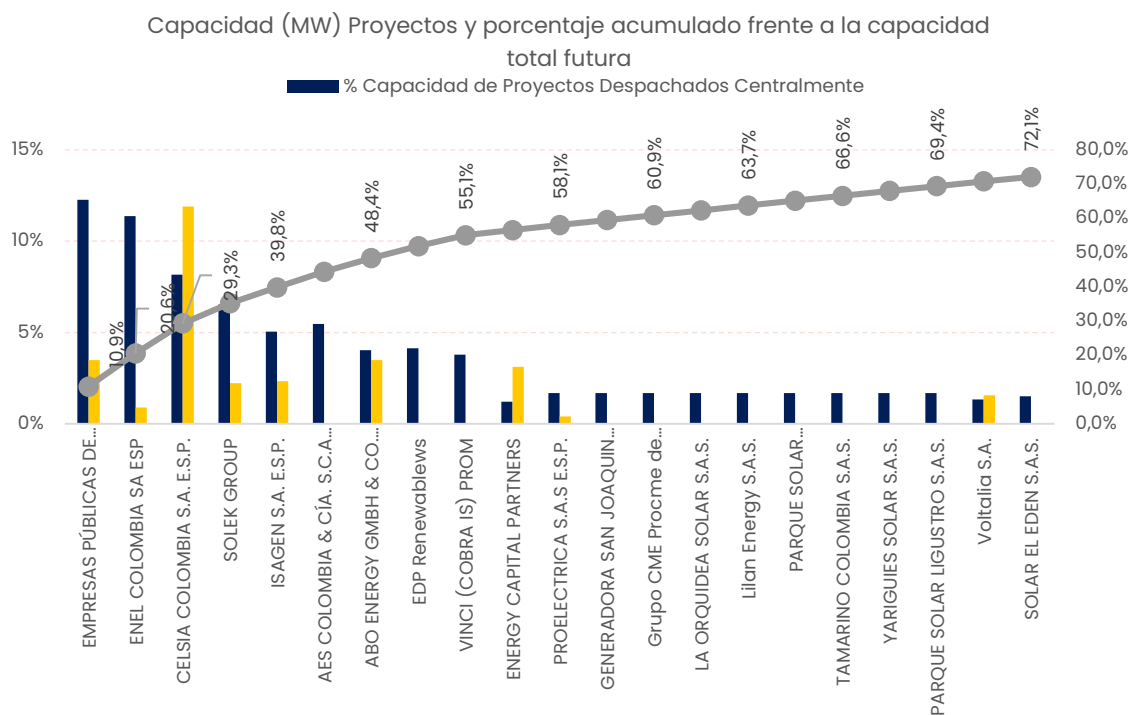
Agente	Desp. Central.	NO Desp centr	Total (MW)	(%) desp centr	(%) NO desp cent	(%) total	(%) acum Desp Centr	(%) acum NO Desp Centr	(%) Acum total
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN	1.457	78	1.535	12,3%	3,5%	10,9%	12,3%	3,5%	10,9%
ENEL COLOMBIA	1.350	20	1.370	11,4%	0,9%	9,7%	23,6%	4,4%	20,6%
CELSIA COLOMBIA	969	265	1.234	8,2%	11,9%	8,7%	31,8%	16,3%	29,3%
SOLEK GROUP	777	50	827	6,5%	2,2%	5,9%	38,3%	18,5%	35,2%
ISAGEN	600	52	651	5,0%	2,3%	4,6%	43,4%	20,8%	39,8%
AES COLOMBIA	649	0	649	5,5%	0,0%	4,6%	48,8%	20,8%	44,4%
ABO ENERGY	480	78	558	4,0%	3,5%	4,0%	52,9%	24,3%	48,4%
EDP Renewablews	492	0	492	4,1%	0,0%	3,5%	57,0%	24,3%	51,9%
VINCI (COBRA IS) PROM	450	0	450	3,8%	0,0%	3,2%	60,8%	24,3%	55,1%
ENERGY CAPITAL PARTNERS	145	70	215	1,2%	3,1%	1,5%	62,0%	27,4%	56,6%
PROELECTRICA S.A.S E.S.P.	200	9	209	1,7%	0,4%	1,5%	63,7%	27,9%	58,1%
GENERADORA SAN JOAQUIN	200	0	200	1,7%	0,0%	1,4%	65,4%	27,9%	59,5%
Grupo CME Procme de Portugal	200	0	200	1,7%	0,0%	1,4%	67,1%	27,9%	60,9%
LA ORQUIDEA SOLAR	200	0	200	1,7%	0,0%	1,4%	68,8%	27,9%	62,3%
Lilan Energy	200	0	200	1,7%	0,0%	1,4%	70,4%	27,9%	63,7%

Agente	Desp. Central.	NO Desp centr	Total (MW)	(%) desp centr	(%) NO desp cent	(%) total	(%) acum Desp Centr	(%) acum NO Desp Centr	(%) Acum total
PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO EL COPEY	200	0	200	1,7%	0,0%	1,4%	72,1%	27,9%	65,1%
TAMARINO COLOMBIA	200	0	200	1,7%	0,0%	1,4%	73,8%	27,9%	66,6%
YARIGUIES SOLAR	200	0	200	1,7%	0,0%	1,4%	75,5%	27,9%	68,0%
PARQUE SOLAR LIGUSTRO	200	0	200	1,7%	0,0%	1,4%	77,2%	27,9%	69,4%
Voltalia	160	35	195	1,3%	1,6%	1,4%	78,5%	29,4%	70,8%
SOLAR EL EDEN	180	0	180	1,5%	0,0%	1,3%	80,0%	29,4%	72,1%
CÓRDOBA SOLAR 2	150	0	150	1,3%	0,0%	1,1%	81,3%	29,4%	73,1%
NUEVAS ENERGÍAS II	150	0	150	1,3%	0,0%	1,1%	82,6%	29,4%	74,2%
AMBER CAPITAL ENERGY	100	37	137	0,8%	1,6%	1,0%	83,4%	31,1%	75,2%
Grenergy Renovables	40	89	129	0,3%	4,0%	0,9%	83,7%	35,1%	76,1%
TERMO CARIBE	120	0	120	1,0%	0,0%	0,9%	84,8%	35,1%	76,9%
MPC Energy Solutions NV	110	0	110	0,9%	0,0%	0,8%	85,7%	35,1%	77,7%
BARZALOSA	100	0	100	0,8%	0,0%	0,7%	86,5%	35,1%	78,4%
EAGLE ENERGY SL	100	0	100	0,8%	0,0%	0,7%	87,4%	35,1%	79,1%
Global Infrastructure Partners	100	0	100	0,8%	0,0%	0,7%	88,2%	35,1%	79,8%
PARQUE SOLAR TANGARA	100	0	100	0,8%	0,0%	0,7%	89,0%	35,1%	80,5%

Agente	Desp. Central.	NO Desp centr	Total (MW)	(%) desp centr	(%) NO desp cent	(%) total	(%) acum Desp Centr	(%) acum NO Desp Centr	(%) Acum total
PLANTA SOLAR LAS MARÍAS 99,5 MW	100	0	100	0,8%	0,0%	0,7%	89,9%	35,1%	81,2%
EFIGEN	99	0	99	0,8%	0,0%	0,7%	90,7%	35,1%	81,9%
DSE PUERTO BOYACÁ	90,0	0,0	90,0	0,8%	0,0%	0,6%	91,5%	35,1%	82,6%

La siguiente gráfica presenta la participación porcentual de las 20 empresas controlantes con mayor concentración de capacidad de futuras plantas de generación diferenciando por barras la capacidad de plantas que van a ser despachadas centralmente y las no despachadas centralmente, correspondiente al 65,21%.

Gráfica 37 - Total de proyectos de plantas futuras, capacidad y porcentajes por agente



6.3. Concentración de Capacidad Integrando Plantas Instaladas y Proyectos Futuros

Al consolidar la información de plantas actualmente (a marzo de 2026) instaladas al SIN con los proyectos aprobado, no liberados, programados para ingresar al SIN, se estima que para el año 2032, el país contará con 37.260 MW conectados al SIN mediante 817 plantas de generación.

El total de plantas y proyectos, puede estar agrupado en 263 empresas, que actúan como grupos empresariales propietarios de plantas de generación o agentes generadores (que representan la planta ante el Mercado de Energía Mayorista) o, como es el caso para muchos de los proyectos en desarrollo, pueden ser promotores, que no necesariamente son los dueños o que actuaran como generadores en el momento de entrada en operación comercial.

La tabla presenta las quince empresas, con mayor participación en capacidad (MW) sumando la capacidad que actualmente tienen y la capacidad de futuros proyectos.

Se observa que las diez (10) empresas o grupos con mayor participación de capacidad de generación (actual + futura), que equivalen al 3,8% del total de empresas que representan plantas en operación o están desarrollando proyectos futuros, tienen asignada una capacidad de 25.688 MW y concentran aproximadamente el 70% del total de generación esperada del País para el 2032.

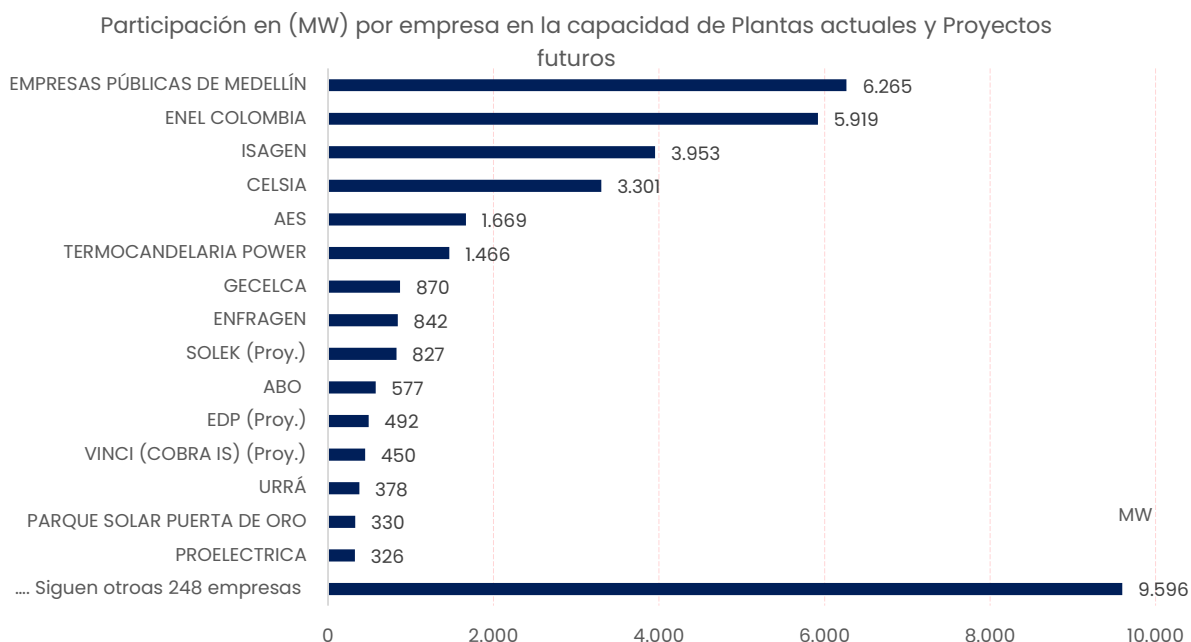
Tabla 32 – Capacidad actual plantas en operación más futura de proyectos aprobados por grupo o empresa – (ventana de tiempo 2032)

Empresa	Capacidad (MW)	Nro. Platas actuales más proyectos futuros
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN	6.265,1	45
ENEL COLOMBIA	5.919,0	33
ISAGEN	3.952,9	36

Empresa	Capacidad (MW)	Nro. Platas actuales más proyectos futuros
CELSIA	3.300,9	106
AES	1.668,7	7
TERMOCANDELARIA POWER	1.466,0	4
GECELCA	870,4	10
ENFRAGEN	842,0	3
SOLEK (Proy.)	826,5	11
ABO	577,3	12
EDP (Proy.)	492,0	2
VINCI (COBRA IS) (Proy.)	450,0	2
URRÁ	377,7	4
PARQUE SOLAR PUERTA DE ORO	330,0	1
PROELECTRICA	326,0	11
.... Siguen otras 248 empresas	9.596,4	530
Total (MW) (Plantas + proyectos)	37.260,9	817

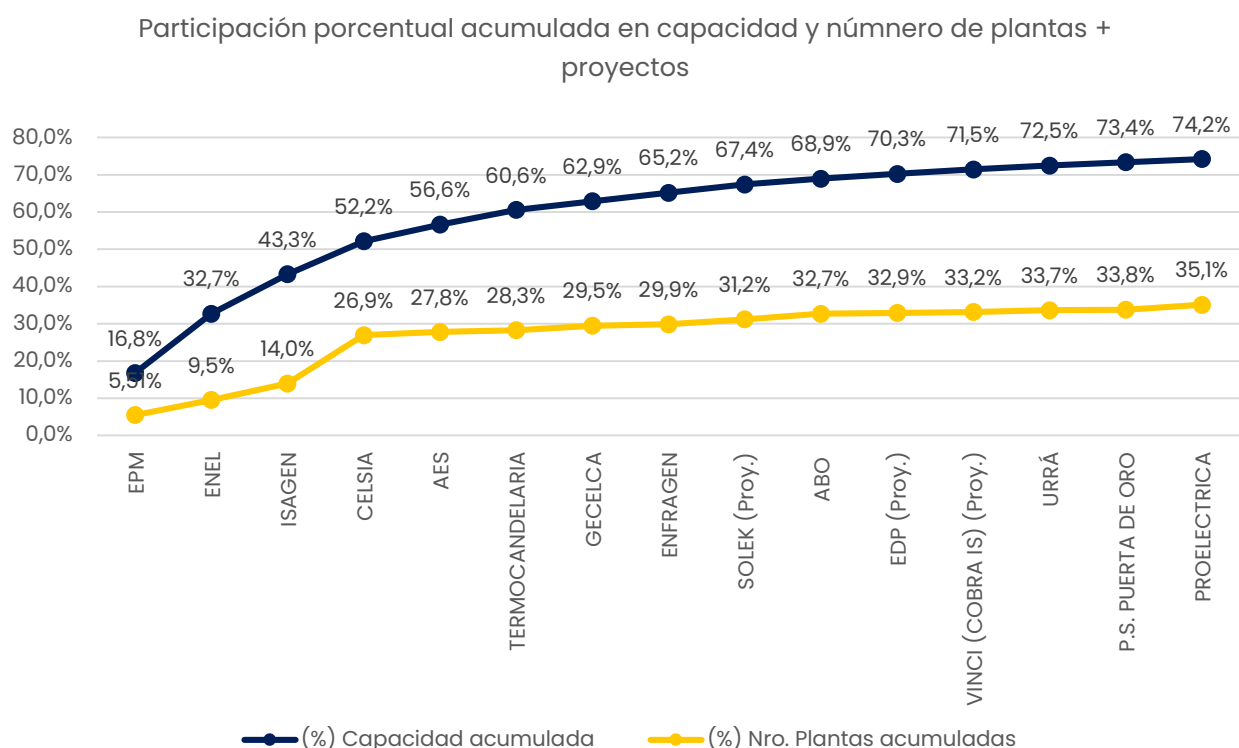
La siguiente gráfica presenta un diagrama de barras con la distribución de capacidad, plantas actuales más proyectos futuros, por grupo empresarial o empresa desarrolladora de proyectos.

Gráfica 38 – Distribución de capacidad actual y futura por empresa



La participación porcentual acumulada en la capacidad instalada (plantas actuales más proyectos futuros), se presenta en la siguiente gráfica, en donde se observa que seis empresas: EPM, ENEL, ISAGEN, CELSIA, AES y Termocandelaria, acumulan el 60% de la capacidad a 2032.

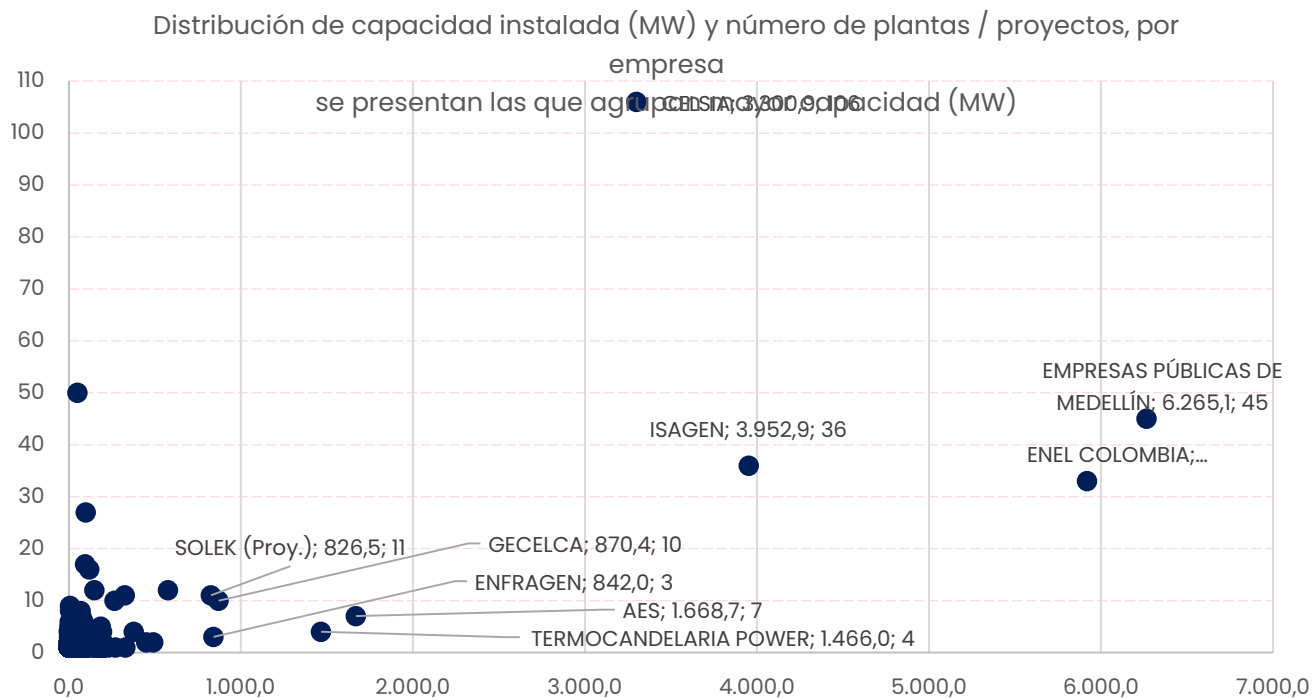
Gráfica 39 – Distribución de capacidad actual y futura por empresa



Se observa que EPM, ENEL e ISAGEN siguen siendo las empresas con mayor concentración de capacidad conectada al SIN, seguidos por CELSIA y AES; estas cinco empresas concentrarían 21.106 MW, equivalente al 56,6% de la capacidad total esperada para el 2032.

También se destaca que CELSIA alcanzaría el mayor número de plantas, en total 106, seguido por EPM con 45, ISAGEN con 36 y ENEL con 33.

Gráfica 40– Dispersión de número de plantas + proyectos y capacidad actual y proyectada por empresa



7. Conclusiones

7.1. Transición energética y evolución de la matriz energética

- La evolución de la matriz energética en los últimos años y la alta participación de fuentes renovables en la generación futura evidencian que las políticas de descarbonización y transición energética del Gobierno del Cambio están logrando sus objetivos, al reducir la dependencia de energéticos de origen fósil, principalmente el carbón y los combustibles líquidos.
- A marzo de 2026, la energía solar ocupa el segundo lugar en la canasta energética que abastece la capacidad instalada del SIN, desplazando al gas natural de esta posición (15,6% frente a 15,2%).
- El carbón ha disminuido su participación en la capacidad de generación del país, bajando del máximo de 14,7% en 1990 a 7,3% a la fecha; dentro de los proyectos aprobados para entrar en operación hasta el 2032 no se identifica ninguna termoeléctrica a carbón.
- La transición energética está presentando un fenómeno de concentración. El 70% de la capacidad solar futura (9.919 MW) se concentra en la región Caribe, creando una nueva dependencia regional sobre un recurso de alta variabilidad horaria, en una zona con restricciones históricas de transmisión.

7.2. Seguridad de abastecimiento y riesgos de suficiencia energética

- Aunque el incremento de capacidad a partir de fuentes no convencionales es una buena noticia, se observa la necesidad de reforzar la expansión con activos que aseguren el abastecimiento en condiciones de baja hidrología, atraso en la entrada de proyectos de generación, fallas en las líneas de interconexión o una combinación de estos eventos.
- Se debe garantizar una adecuada coordinación de mantenimientos de las plantas térmicas localizadas en la costa Caribe y realizar las auditorías técnicas que evidencien su disponibilidad real en temporadas de baja hidrología y garanticen ofertas eficientes.

- La capacidad instalada depende en un 57,14% de la energía hidráulica, lo que expone al país a riesgos en temporadas de baja precipitación, veranos intensos o presencia del fenómeno de El Niño; es esencial asegurar una canasta diversificada y ambientalmente sostenible.

7.3. Concentración geográfica y territorial de la generación

- Aún existen departamentos con nula o baja capacidad instalada, considerando plantas actuales y proyectos futuros: el Chocó registra 0 MW, y Putumayo, Quindío, Nariño, Caquetá y Arauca presentan capacidades totales de apenas 5,5 MW, 5,5 MW, 36,2 MW, 57 MW y 63 MW respectivamente, lo que genera riesgo ante fallas en el STN o STR que alimentan estas poblaciones.
- Cinco departamentos (Antioquia, Córdoba, Atlántico, Cundinamarca y La Guajira), de 26 conectados al SIN, concentran el 55% del total de generación actual y futura.
- La brecha entre el peso demográfico y económico de Bogotá D.C. y su capacidad instalada (6,1 MW actuales y 79,4 MW proyectados) confirma una dependencia estructural total del área de mayor demanda del país sobre la red de transmisión, lo que debe traducirse en un foco reforzado de inspección, vigilancia y control sobre la confiabilidad de las líneas que abastecen el Área Oriental.
- Acercar los centros de consumo a la oferta de generación incrementaría la seguridad en el abastecimiento, fortalecería las políticas de transición energética y tendría efectos positivos sobre la tarifa; la generación distribuida, la autogeneración a pequeña y gran escala y la cogeneración requieren del apoyo institucional para avanzar en esta dirección.

7.4. Concentración de mercado, agentes y promotores

- Se evidencia una alta concentración de propiedad y representación de las plantas actuales de generación, situación que no cambia sustancialmente con la entrada de los nuevos proyectos; esto abre la oportunidad de revisar las políticas energéticas (MME), las condiciones regulatorias (CREG), las señales de planeación (UPME) y las acciones de inspección, vigilancia y control (SSPD), orientadas a evitar el abuso de posición dominante o condiciones de ineficiencia de mercado.

- La aparente desconcentración de proyectos futuros (259 promotores) frente a la altísima concentración de plantas actuales (108 agentes, 6 de ellos con el 72% de la capacidad) sugiere una dinámica de consolidación futura. Es importante revisar la situación en la que varios promotores pequeños terminen siendo absorbidos o representados comercialmente por los mismos grandes grupos una vez sus proyectos entren en operación, por lo que la fragmentación actual no debe interpretarse como una señal real de mayor competencia.

7.5. Ejecución de proyectos, atrasos y proceso de aprobación

- Se observa un porcentaje representativo de proyectos liberados, lo que genera expectativas de incremento de generación que no se materializan y priva a otros proyectos de la oportunidad de haber contado con la capacidad de transporte asignada; esto plantea la oportunidad de revisar el proceso de aprobación de proyectos Clase 1, tendiente a minimizar el número de proyectos liberados.
- Los atrasos en los proyectos de expansión del STR y del STN tienen impactos sobre el cumplimiento de la FPO de los proyectos de generación, por lo que es importante fortalecer las acciones de supervisión, vigilancia y control tanto sobre los proyectos de transmisión como sobre los de generación.
- Es necesario generar mecanismos que permitan disminuir los tiempos de ejecución de los proyectos, de forma que la brecha entre la FPO inicial y la FPO actual sea la menor posible, dado el riesgo que esta brecha representa para el normal desarrollo del sistema.
- Es importante que las instituciones del Estado aúnen esfuerzos para agilizar los trámites de licenciamiento ambiental de proyectos de transmisión y generación, y que los inversionistas fortalezcan la eficacia en la ejecución de los proyectos a su cargo.
- Esta dinámica es estructural y no anecdótica: el 15% de los proyectos aprobados (13,8% de la capacidad) ya se liberó entre la aprobación y diciembre de 2025, y a marzo de 2026 existe un atraso de 10.376 MW frente a lo programado, lo que sugiere una sobreestimación sistemática sobre la probabilidad de ejecución exitosa de los proyectos.

7.6. Estabilidad operativa del sistema ante la creciente penetración renovable

- Dado el crecimiento de la generación con fuentes renovables como la eólica y la solar, es necesario observar con cuidado la composición de la oferta por tipo de tecnología, ya que la generación a partir de máquinas rotativas es fundamental para mantener la frecuencia del sistema ante las perturbaciones generadas por la variabilidad de estas fuentes; los compensadores síncronos ayudan a conservar dicha estabilidad.
- El desarrollo de nuevas tecnologías con menores requerimientos de CAPEX y OPEX, junto con el impulso a la generación distribuida y la autogeneración, exigirá nuevos desarrollos regulatorios, mayores necesidades de monitoreo y coordinación, y mayores acciones de IVC, lo que demandará una articulación más estrecha entre las instituciones del sector.

7.7. Gestión de activos e infraestructura existente

- Se debe realizar una revisión especial de las intervenciones futuras sobre las centrales generadoras, en particular las que garantizan el suministro para el centro del país y el área oriental, dado que se proyectan modificaciones de bocatomas que generarán indisponibilidades considerables en los próximos tres años, las cuales deberán compensarse con el ingreso oportuno de nuevas fuentes de suministro.

8. Recomendaciones de Política Pública y Regulación

Con base en la caracterización del parque de generación y de los proyectos futuros presentada en los capítulos anteriores, se plantean a continuación recomendaciones orientadas a la formulación de política pública (MME, UPME) y a la regulación y vigilancia del mercado (CREG, SSPD).

8.1. Consolidación de la transición energética iniciada desde 2022

El impulso a la descarbonización y a la descentralización de la matriz energética, enmarcado en la Ley 2099 de 2021, la Ley 2294 de 2023 (Plan Nacional de Desarrollo) y la Ley 1403 de 2024, se refleja en cifras concretas: entre 2022 y marzo de 2026 la capacidad solar fotovoltaica pasó de 287,7 MW a 3.620 MW, un incremento de 1.159%, equivalente a un promedio de 833 MW de nueva capacidad instalada por año; en el mismo período la participación de fuentes renovables en la capacidad total pasó de 70,0% a 73,9%, mientras que la dependencia de fuentes fósiles se redujo de 30,0% a 26,1%. Adicionalmente, 13.740 MW (97,4%) de los 14.104 MW de proyectos futuros aprobados corresponden a fuentes renovables, sin que se registre ningún proyecto nuevo de generación a carbón. Este terreno normativo y de mercado, ya consolidado, debe ahora trasladarse a una etapa de profundización regulatoria que blinde la sostenibilidad de la transición frente a los riesgos de concentración, intermitencia y rezago de ejecución identificados en los numerales siguientes.

8.2. Marco normativo para la diversificación tecnológica y el almacenamiento de energía

La expansión de la capacidad de generación dependerá, hasta el 2032, en un 70,3% de la energía solar fotovoltaica (9.919 MW de los 14.104 MW de proyectos futuros), frente a un 15,2% de energía eólica (2.143,9 MW) y un 11,8% de fuentes hídricas (1.670 MW); de mantenerse esta tendencia, la participación solar en la matriz pasaría de 22,9% en 2026 a 36,3%-36,4% entre 2027 y 2032, mientras que el aporte hídrico se reduciría de 48,7% a 39,9%-40,0% en el mismo período. Esta concentración tecnológica acentúa el riesgo asociado al "pico solar" o curva de pato (duck curve), dada la baja participación actual de la energía eólica (0,2% de la capacidad instalada total). Se recomienda:

- Desarrollar un marco normativo que incentive de manera diferenciada la entrada de tecnologías complementarias (eólica, biomasa, geotérmica) que aporten diversidad horaria a la oferta renovable.
- Establecer señales regulatorias (cargos, subastas o mecanismos de remuneración) específicas para sistemas de almacenamiento de energía (baterías, bombeo u otras tecnologías), que permitan aplanar la curva de atención de la demanda en las horas de rampa solar y reducir la dependencia de plantas térmicas como respaldo.
- Condicionar la aprobación de nueva capacidad de transporte y punto de conexión para proyectos solares Clase 1 a la incorporación progresiva de capacidad de almacenamiento o de otras fuentes complementarias, en las áreas donde la concentración solar ya es alta (en particular Caribe y La Guajira, que concentran cerca del 51% y 15%, respectivamente, de la capacidad solar futura aprobada).

8.3. Mecanismos de descentralización geográfica de la generación

La capacidad instalada actual se concentra en un 27,4% en Antioquia y en un 25,6% en el Área Caribe, mientras que el Área Oriental —que incluye a Bogotá D.C., con la mayor demanda del país— solo dispone de 6,1 MW de capacidad instalada en la capital. Esta asimetría territorial incrementa el riesgo de restricciones de despacho y de congestión en las áreas operativas con mayor concentración de demanda. Se recomienda:

- Diseñar incentivos regulatorios diferenciados (p. ej. en la asignación de capacidad de transporte o en un nuevo modelo Cargo por Confiabilidad) que prioricen proyectos de generación en departamentos y áreas operativas de alta demanda y baja capacidad instalada relativa, como el Área Oriental.
- Fortalecer la planeación conjunta entre la UPME y los Operadores de Red para anticipar y reducir las restricciones de despacho por capacidad de transmisión en las áreas estratégicas, de forma que la expansión de generación y de transmisión avancen de manera sincronizada.

- Promover esquemas de generación distribuida, autogeneración a pequeña y gran escala (AGPE/AGGE) y comunidades energéticas (Decreto 273 de 2024) en las zonas de mayor demanda y menor generación local, reduciendo así la dependencia exclusiva de la red de transmisión nacional.

8.4. Regulación frente a la concentración del mercado de plantas en operación

El mercado de generación presenta una concentración relevante: los cuatro principales agentes generadores (EPM, ENEL, ISAGEN y CELSIA) concentran el 63,3% de la capacidad total instalada; al incluir un quinto agente (AES) la concentración asciende a 67,8%, y con un sexto (TEBSA) llega a 71,7%. Bajo la lógica de garantizar condiciones de eficiencia, se recomienda:

- Fortalecer el seguimiento sobre la formación de precios de oferta en bolsa y en contratos de los agentes con mayor participación de mercado a través de indicadores eficiencia operativa técnica y comercial para que los precios reflejen estrictamente los costos operativos, en particular los cuatro principales agentes que concentran más del 60% de la capacidad.
- Evaluar la pertinencia de umbrales regulatorios de concentración (HHI u otros índices) aplicables a la actividad de generación, en línea con las funciones de la CREG para evitar el abuso de posición dominante.
- Profundizar el análisis de concentración incorporando la información de la Superintendencia de Industria y Comercio sobre control accionario indirecto (p. ej. relaciones de grupo empresarial entre ARGOS y CELSIA, identificadas en el documento), de forma que la medición de concentración refleje la propiedad real y no solo la representación comercial ante XM.

8.5. Modernización del mercado para trasladar al usuario final los menores costos de las renovables

La concentración de los proyectos futuros es heterogénea según el segmento que se analice: en plantas actualmente en operación, 6 agentes (EPM, ENEL, ISAGEN, CELSIA, AES y TEBSA) concentran el 71,7% de la capacidad; en los proyectos futuros aprobados, la concentración es algo menor pero igualmente significativa, con 24 empresas controlantes acumulando el 70,17% de la capacidad, y al integrar capacidad actual y futura hacia el horizonte de 2032, seis empresas (EPM, ENEL, ISAGEN, CELSIA, AES y Termocandelaria) concentrarían el 56,6% de la capacidad total del país. Llama la atención que esta concentración se mantenga incluso para la tecnología solar fotovoltaica, que en teoría presenta menores costos de capital y operación frente a las térmicas y, en menor medida, frente a la hidráulica. Se recomienda:

- Revisar los mecanismos de formación de precios en el Mercado de Energía Mayorista para asegurar que la reducción de los costos nivelados de energía (LCOE) de las tecnologías solar y eólica se traslade de manera efectiva a las tarifas pagadas por los usuarios finales, y no se diluya exclusivamente en mayores márgenes de los agentes incumbentes.
- Evaluar esquemas de subastas de largo plazo o contratos PPA estandarizados que permitan a nuevos entrantes —incluidos promotores independientes de proyectos solares y eólicos— competir en condiciones equitativas frente a los grandes grupos empresariales que hoy concentran tanto la capacidad instalada como buena parte de los proyectos futuros.
- Dar seguimiento particular a la fase de transición entre el estado de "promotor" y el de "agente generador" de los 259 promotores y 193 empresas controlantes identificados, dado el riesgo de que la actual atomización de proyectos en desarrollo termine consolidándose, en la práctica, en los mismos grandes grupos una vez entren en operación comercial.

8.6. Aceleración y blindaje del licenciamiento previo a la asignación de capacidad

A marzo de 2026 se registra un atraso de 10.376 MW frente a lo programado (de 11.236 MW esperados, solo 880 MW efectivamente entraron en operación), y 51 de los 340 proyectos aprobados (15,0% en número, 13,8% en capacidad) ya fueron objeto de liberación de su capacidad de transporte por incumplimiento. Adicionalmente, 135 de los 289 proyectos vigentes (62,9% de su capacidad, 8.871,6 MW) están supeditados a la ejecución de proyectos de expansión del STN o STR. Se recomienda:

- Explorar la migración hacia un esquema de asignación de capacidad de transporte condicionado a la acreditación previa de licenciamiento ambiental y de la culminación de consultas previas, de forma que la reserva de capacidad solo se otorgue a proyectos con un nivel de madurez suficiente para cumplir su Fecha de Puesta en Operación (FPO).
- Establecer mecanismos de priorización o fast-track para los proyectos no supeditados a obras de transmisión (154 de los 289 proyectos vigentes, con 5.232,3 MW), de forma que su entrada en operación no quede sujeta a los atrasos estructurales de los proyectos de expansión del STN/STR.
- Revisar el procedimiento de la Resolución UPME 528 de 2021 para la liberación de proyectos, evaluando garantías o penalidades más estrictas que desincentiven la sobre-solicitud especulativa de capacidad de transporte por parte de promotores sin nivel de maduración suficiente.

8.7. Coordinación estricta del despacho y los mantenimientos de centrales de alto impacto

La capacidad instalada depende en un 57,1% del recurso hídrico, concentrado en un número reducido de cuencas y de grandes embalses (p. ej. Antioquia concentra 5.988,6 MW hidráulicos, el 94,3% de su capacidad departamental); adicionalmente,

departamentos como Huila y Caldas dependen de un número reducido de plantas hidráulicas de gran tamaño. Esta concentración de capacidad en pocas unidades de alto impacto incrementa el riesgo asociado a mantenimientos mayores o a fallas no programadas. Se recomienda:

- Exigir a los agentes generadores —en particular a los propietarios de las grandes centrales hidráulicas y térmicas de la costa Caribe— cronogramas de mantenimiento de mediano plazo articulados con el Centro Nacional de Despacho (CND), de forma que las intervenciones mayores no coincidan con períodos de baja hidrología o alta demanda.
- Fortalecer las auditorías técnicas de disponibilidad real de las plantas térmicas de respaldo en temporadas críticas, dado su rol como garantía de suficiencia frente a la intermitencia creciente de las fuentes solares y eólicas.
- Incorporar en la planeación de la UPME un análisis explícito de riesgo de concentración de activos de generación de gran tamaño por cuenca y por departamento, como insumo para la priorización de nuevos proyectos de diversificación geográfica y tecnológica.

8.8. Auditoría de precios de oferta y reconocimiento de la depreciación de activos

El parque de generación incluye activos de larga data: las primeras plantas térmicas a gas entraron en operación en 1971 (La Unión, 44 MW) y las primeras plantas a carbón en 1975 (Termopaipa) y 1985 (Termozipa); buena parte de la capacidad hidráulica del país también supera varias décadas de operación. Estos activos, con CAPEX largamente amortizado, deberían reflejar en sus precios de oferta principalmente sus costos variables de operación y mantenimiento. Se recomienda:

- Fortalecer las herramientas regulatorias para el seguimiento y la auditoría de la SSPD sobre los precios de oferta declarados en bolsa por las plantas térmicas e

hidráulicas de mayor antigüedad, verificando que dichos precios reflejen costos de operación y no componentes de capital ya depreciados.

- Evaluar la pertinencia de la metodología de remuneración del Cargo por Confiabilidad (Resolución CREG 071 de 2006) para plantas con alta madurez y antigüedad, de forma que la remuneración de disponibilidad sea coherente con el estado real de depreciación de los activos.
- Publicar de manera periódica indicadores de antigüedad y nivel de depreciación estimado del parque de generación, como insumo de transparencia y eficiencia para el análisis de la formación de precios en el Mercado de Energía Mayorista.

8.9. Modernización del esquema de despacho económico

La proyección de la matriz energética hasta 2032 implica un cambio estructural en la composición de los recursos despachados: la participación de la energía solar pasaría de 22,9% (2026) a 36,3%-36,4% (2027-2032) y la eólica de 5,0% a 5,9%-6,0%, mientras que la hidráulica y el gas reducirían su participación conjunta de 61,9% a aproximadamente 49,7%-50,3% en el mismo horizonte. Este tránsito exige modernizar las reglas de despacho más allá del actual modelo basado principalmente en precios ofertados de cada planta. Se recomienda:

- Avanzar hacia esquemas de despacho que incorporen explícitamente la variabilidad horaria de las fuentes renovables no convencionales y la disponibilidad de almacenamiento, de forma que la asignación de recursos refleje de manera más precisa los costos reales de operación del sistema en cada bloque horario.
- Revisar el Código de Redes y los procedimientos del CND para incorporar de manera más explícita el rol de los compensadores síncronos y de otras tecnologías de soporte de frecuencia y de inercia, dada la menor participación de máquinas rotativas a medida que avanza la penetración renovable.

- Promover un proceso regulatorio de revisión integral de las reglas de despacho económico, liderado conjuntamente por la CREG y XM, que incluya mayores condiciones de monitoreo y control acorde con la creciente complejidad tecnológica del parque de generación.
- Transitar hacia un modelo de despacho centralizado, liderado por XM, para que se garantice que los precios de remuneración reflejen los costos operativos y del mismo modo, el despacho involucre una priorización a partir de los costos operativos para garantizar el principio de eficiencia enmarcado en la ley y la regulación.

Generación Eléctrica en Colombia 2026:

Concentración, Riesgos y Transición Energética

Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios

