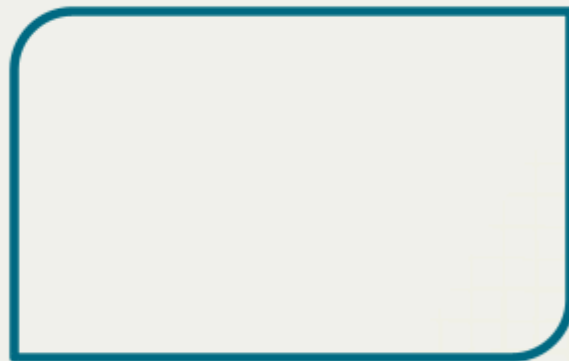
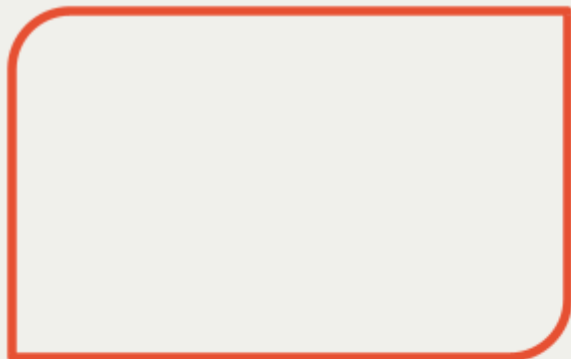




Global Energy Monitor

# Auge y Caída 2026

Monitoreo de la generación eléctrica mundial en base a carbón



# Monitoreo de la generación eléctrica mundial en base a carbón (Mayo 2026)

Auge y caída del carbón 2026 incluye secciones con los siguientes títulos:

(1) Resumen ejecutivo, (2) Desarrollos clave del 2025, (3) Resumen de datos globales, (4) China: El desarrollo de la energía de carbón se acelera a pesar de la caída en la generación, (5) India: La expansión del carbón choca con los objetivos de energía limpia, (6) Países de la OCDE, el G20 y países no pertenecientes a la OCDE: trayectorias regionales divergentes para el desarrollo del carbón, (7) Indonesia: Una regulación desigual complica el papel del carbón dentro y fuera de la red, (8) Estados Unidos: La intervención política impulsa el aumento de la generación y los precios, (9) UE27: El carbón en declive terminal, (10) Corea del Sur y Japón: Trayectorias divergentes del carbón, (11) Australia: La transición liderada por la energía solar abre espacio para un compromiso de no construir nuevas plantas de carbón, (12) Turquía: el impulso comunitario por la transición contrasta con los agresivos planes de producción de carbón, (13) Canadá: las extensiones de vida útil del carbón desafían el plan nacional de eliminación gradual, (14) Pakistán: Las instalaciones distribuidas impulsan la transformación del sistema eléctrico fuera de la red nacional, (15) Bangladés: Nuevo plan energético, mismos problemas centrales, (16) Sudeste Asiático: El desarrollo de nuevo carbón se estanca fuera de Indonesia, (17) Rusia y Asia Central: El carbón doméstico se expande mientras fracasan los planes de exportación, (18) América Latina: Sin nuevas plantas de carbón, pero con retrocesos en las fechas de retiro, (19) África: Las propuestas de carbón siguen siendo limitadas pero persistentes, (20) Balcanes Occidentales: Los retrasos en el retiro entran en conflicto con el mecanismo de ajuste en frontera por carbono de la UE, (21) Ucrania: Reconstrucción del sistema eléctrico hacia un futuro más resiliente, y (22) Tendencias de las políticas de financiamiento privado para el carbón en 2025. (23) Apéndice 1: Capacidad de generación a carbón por estado y país/territorio (24) Apéndice 2: Cambios de estado en 2025 por país/territorio

Esta traducción incluye solo algunos extractos del informe. La versión completa está disponible en inglés en el sitio web de Global Energy Monitor.

Además de Global Energy Monitor, los coautores del informe son: Africa Just Transition Network, Instituto Internacional ARAYARA, Bangladesh Working Group on Ecology and Development (BWGED), CEE Bankwatch Network, Beyond Fossil Fuels, Centre for Research on Energy and Clean Air (CREA), Chile Sustentable, Climate Action Network (CAN), Coastal Livelihood and Environmental Action Network (CLEAN), Dhoritri Rokhmay Amra (DHORA), E3G, El Instituto de Abogados para la Protección del Medio Ambiente (INSAPROMA), Kiko Network, POLEN Transiciones Justas, Policy Research Institute for Equitable Development (PRIED), Razom We Stand, Reclaim Finance, Solutions for Our Climate (SFOC), Trend Asia, Waterkeepers Bangladesh (WKB).

## Resumen ejecutivo

En 2025, el mundo construyó más carbón y lo usó menos. Las nuevas incorporaciones de capacidad de generación a carbón alcanzaron uno de los niveles más altos registrados, incluso mientras la generación de electricidad a partir del carbón disminuía. Esta brecha fue particularmente pronunciada en China e India, donde la energía eólica y solar cubrieron la mayor parte o la totalidad de la nueva demanda, reduciendo la generación a carbón aun cuando la puesta en marcha de plantas de carbón alcanzó niveles máximos en la última década.

A medida que la brecha entre las plantas de carbón y la electricidad que producen se amplió, la capacidad del carbón se mantiene cada vez más no como una fuente principal de generación, sino como una forma de “seguro” del sistema, valorada por su disponibilidad en momentos de estrés más que por su uso cotidiano. Esto fue evidente en 2025 tanto en países con gran minería de carbón doméstica — como China, India y Estados Unidos— como en regiones importadoras de carbón, incluidas partes de la Unión Europea.

En China, niveles récord de propuestas de nuevas plantas de carbón se justificaron como un soporte flexible para el sistema eléctrico y como protección del suministro energético nacional. En India, la cadena de desarrollo del carbón se expandió por quinto año consecutivo bajo argumentos similares de confiabilidad y seguridad energética. En Estados Unidos, los poderes de emergencia federales mantuvieron en operación plantas de carbón que de otro modo habrían sido retiradas, mientras que varios países de la UE también retrasaron los cierres planificados de plantas de carbón, alegando preocupaciones de seguridad energética.

Sin embargo, las condiciones que hacen que el carbón parezca necesario también lo vuelven redundante. En China e India, se construyen plantas de carbón para respaldar una expansión de energías renovables que ya lo está desplazando. Para los países importadores de carbón, la volatilidad de precios que puede hacer que el carbón parezca competitivo frente al gas, también refuerza el argumento para dejar atrás los combustibles fósiles por completo. La crisis energética de 2021–2022 lo ilustró claramente: el aumento de los precios del gas elevó los del carbón, acelerando el despliegue de energías limpias en lugar de provocar un resurgimiento sostenido del carbón.

Conforme se retiene más capacidad de carbón de la que requieren los sistemas eléctricos, dicha capacidad se absorbe cada vez más mediante menores tasas de utilización en lugar de una mayor generación, lo que ejerce presión sobre la rentabilidad

de las plantas y aumenta el riesgo de activos varados. Estados Unidos destacó como la única gran economía en 2025 que incrementó la generación a carbón, bajo un cambio de política que limitó explícitamente el despliegue de energías limpias, protegiendo al carbón de la presión competitiva que está deteriorando su viabilidad económica y su uso en otras regiones.

Si bien algunos gobiernos continúan promoviendo la energía a carbón mediante intervención política, el número total de países que impulsan nuevos desarrollos de carbón está disminuyendo. En 2025, solo 32 países estaban proponiendo o construyendo nuevas plantas de carbón, frente a 38 el año anterior y 75 en 2014. América Latina alcanzó el estatus de No más Carbón Nuevo (*No New Coal*) en 2025, mientras que Corea del Sur se comprometió con la eliminación gradual del carbón. En los países donde el desarrollo continúa, la actividad suele limitarse a un número reducido de proyectos rezagados o puntuales. De toda la capacidad de generación a carbón en construcción a nivel global, solo el 5% se encuentra fuera de China e India.

A medida que la cadena global de carbón se reduce, el nuevo desarrollo se concentra cada vez más en un pequeño grupo de países y regiones, determinado más por decisiones de política nacional que por tendencias generales del mercado. El desafío central de cara a 2026 no es la disponibilidad de alternativas al carbón, sino la persistencia de marcos políticos que continúan tratando al carbón como algo necesario, incluso cuando los sistemas eléctricos lo dejan cada vez más atrás.

## Desarrollos clave de 2025

- **En 2025, la capacidad global eléctrica a carbón continuó creciendo, incluso cuando la generación a partir de carbón disminuyó.** La capacidad mundial de carbón aumentó un **3.5%**, mientras que la generación cayó un **0.6%**, lo que refuerza una desconexión cada vez mayor entre la expansión de capacidad del carbón y el uso real del mismo.
- **La generación a carbón cayó con mayor fuerza en China e India, a pesar de que ambos países registraron altos niveles de puesta en marcha de nuevas plantas.** En China, la capacidad de carbón se expandió un **6%** mientras que la generación disminuyó un **1.2%**; en India, la capacidad creció un **3.8%** mientras que la generación cayó un **2.9%**. En ambos países, la energía eólica y solar cubrieron la mayor parte o la totalidad de la demanda incremental, contribuyendo a la divergencia entre el aumento de la capacidad y la caída de la producción.

- **En China, los proyectos de energía a carbón, incluyendo nuevos y reactivados, alcanzaron en 2025 un récord máximo de 161.7 GW.** En total, **China cuenta con más de 500 GW de capacidad a carbón en desarrollo.** De construirse, estos proyectos comprometerían a China con años de expansión del carbón bien entrado su 15.º Plan Quinquenal (2026–2030), período durante el cual el gobierno se ha comprometido a reducir el consumo de carbón.
- **India registró 27,9 GW de propuestas de plantas de carbón nuevas y reactivadas en 2025.** En total, **India tiene 107,3 GW en fase de planificación previa a la construcción y otros 23,5 GW en construcción.** El gobierno indio ha fijado una meta de añadir 100 GW de nueva capacidad a carbón en los próximos siete años, incluso cuando las incorporaciones récord de energía solar y eólica llevaron la capacidad no fósil a representar más de la mitad de la capacidad de energía total instalada en 2025.
- A nivel global, **casi el 70% de las unidades de carbón programadas para retirarse en 2025 no lo hicieron**, incluyendo **el 69% de los retiros programados en la UE y el 59% en Estados Unidos.** En la UE, la mayoría de los retiros incumplidos reflejan aplazamientos iniciados durante la crisis energética de 2022–2023, a pesar de que los compromisos formales de eliminación gradual del carbón siguen vigentes. En Estados Unidos, los retrasos en los retiros estuvieron más directamente vinculados a intervenciones gubernamentales que mantuvieron en operación plantas envejecidas mediante órdenes explícitas.
- **El desarrollo del carbón continuó reduciéndose geográficamente.** El número de países haciendo propuestas o construyendo nuevas plantas de carbón cayó de **38 en 2024 a 32 en 2025.** Entre los países que abandonaron la cadena de proyectos de carbón se encuentran **Corea del Sur**, que en 2025 se comprometió a eliminar gradualmente la energía a carbón para **2040**, así como Brasil y Honduras, dejando a **América Latina libre de nuevas propuestas de plantas de carbón.**
- **La construcción de plantas de carbón fuera de China e India alcanzó un mínimo histórico, representando solo el 5% de la capacidad global en construcción en 2025.** La expansión global del carbón está siendo impulsada cada vez más por solo un pequeño grupo de países, en lugar de por una demanda global generalizada.
- **La flota de carbón de Indonesia creció un 7% en 2025**, con una cuarta parte del incremento vinculada al carbón cautivo para el procesamiento de níquel y aluminio. El país también **ocupó el tercer lugar a nivel mundial en capacidad total de carbón propuesta** (11 GW), detrás de China e India, incluyendo tanto

nuevos proyectos conectados a la red, como la continua persistencia de propuestas de plantas cautivas fuera de red.

- En Turquía, solo **queda una propuesta activa de planta de carbón**, a medida que el país se prepara para albergar la próxima conferencia climática COP31, frente a las más de 70 plantas de carbón propuestas en 2015.
- En el sur de Asia, fuera de India, la generación a carbón depende en gran medida de las importaciones. Mientras que **Pakistán** ha desplegado rápidamente energía solar distribuida que estabiliza el sistema frente a la volatilidad de los mercados de combustibles fósiles, **Bangladés** ha enfrentado desafíos técnicos y de suministro de combustible en su sistema de energía fósil, y aún no ha implementado una capacidad renovable significativa.
- En el Sudeste Asiático, excluyendo Indonesia, **la puesta en marcha de nueva capacidad a carbón disminuyó por tercer año consecutivo**, incluso cuando las emergentes interrupciones en el suministro de gas en 2026 han llevado a algunos países a depender más de la capacidad de carbón existente.
- En África, las propuestas de carbón volvieron a concentrarse en **Zimbabue y Zambia**, que en conjunto representaron **dos tercios del desarrollo de carbón en la región**.

# América Latina: Sin nuevas plantas de carbón, pero con retrocesos en las fechas de retiro

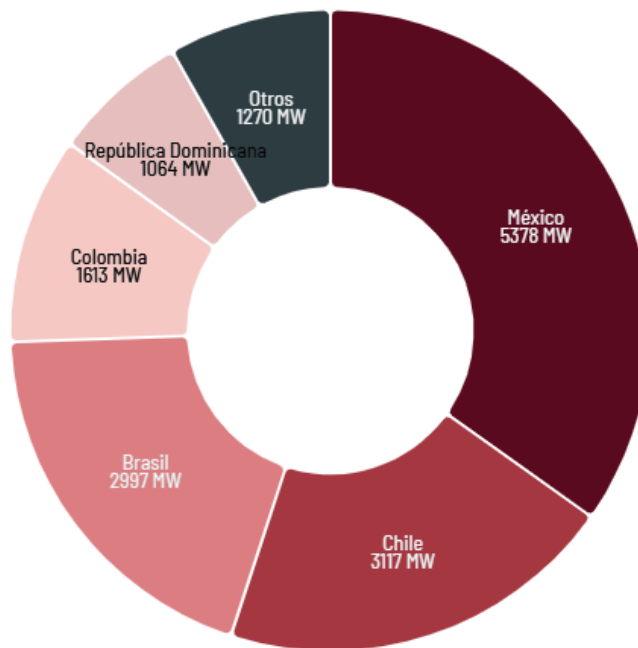
América Latina y el Caribe (ALC) alcanzaron un hito importante en 2025, cuando Brasil [anunció](#) el abandono definitivo de la única propuesta de planta de carbón que quedaba en la región. Ya desde comienzos del 2026, no hay nuevas plantas de carbón en la cadena de proyectos en ningún país de ALC, y ha pasado más de una década desde que comenzó la construcción del último proyecto de carbón en la región, lo que refleja un cambio sostenido hacia el abandono de nueva capacidad de energía a carbón y la adopción de fuentes alternativas de generación.

Una significativa variedad de países de América Latina y el Caribe se ha unido a la *Powering Past Coal Alliance*, comprometiéndose a eliminar gradualmente la generación eléctrica a carbón para 2040; Honduras [se convirtió](#) en el décimo miembro en la región ALC en 2025. Al mismo tiempo, la transición del carbón de ALC sigue siendo desigual. Si bien la región retiró 0,9 GW de capacidad operativa de carbón según lo previsto en 2025, otros 1,5 GW programados para retiro ese mismo año permanecían en operación al cierre del año. Tres países de la región (Brasil, Chile y República Dominicana) han registrado retrocesos en sus fechas de retiro, y uno (Panamá) reactivó recientemente una planta que había sido clausurada en 2024.

En total, más de 7 GW de unidades de generación a carbón en la región están programadas para operar más allá de 2040 o aún no cuentan con una fecha clara de retiro, mientras que las fechas de desmantelamiento de varias otras plantas siguen siendo tentativas o inciertas. En conjunto, estos desarrollos apuntan a una trayectoria de eliminación gradual del carbón que avanza de forma más lenta y menos consistente en algunos países, incluso mientras la región se aleja de la construcción de nuevas plantas de carbón.

## Cinco países concentran el 92% de la capacidad de carbón restante en América Latina y el Caribe

México, Chile, Brasil, Colombia y República Dominicana tienen cada uno más de 1 GW aún en operación.



Fuente: Global Energy Monitor, Global Coal Plant Tracker, enero de 2026

gem

### [FIGURE 37 LATAM 1](#)

#### Brazil

Una serie de desarrollos en 2025, y a comienzos de 2026, ponen en evidencia las señales mixtas que configuran la trayectoria del carbón en Brasil, reflejando la tensión entre la reputación del país como [líder](#) en energía verde — incluido su logro efectivo del estatus de *No New Coal*— y el continuo apoyo político al carbón.

En enero de 2025, el presidente Lula [vetó](#) una cláusula dentro de un proyecto de ley energético más amplio que habría extendido el apoyo a las centrales eléctricas de carbón. En febrero, tras una fuerte presión pública y desafíos legales, la agencia federal de medio ambiente de Brasil (IBAMA) dio por [terminado](#) formalmente su proceso de licenciamiento para el proyecto de carbón [Nova Seival](#), a solicitud del desarrollador, citando deficiencias significativas en la evaluación ambiental, así como en la caracterización de impactos y las medidas de mitigación propuestas.

Mientras Brasil fue anfitrión de la COP30 en noviembre de 2025, también celebró la [retirada](#) formal de IBAMA y la terminación oficial de la central [Ouro Negro \(Pedras Altas\)](#) de 600 MW —la última propuesta activa de una nueva planta de carbón en América Latina.

Sin embargo, decisiones políticas posteriores dieron lugar a nuevos retrocesos, reforzando el papel de la capacidad existente de generación a carbón en Brasil. Dos días después de la conclusión de la COP30, la administración de Lula [promulgó](#) la controvertida Ley 15.269/2025, que, bajo presión del lobby del carbón, [extendió](#) la compra obligatoria de electricidad proveniente de centrales a carbón, incluyendo [Candiota 3](#), hasta 2040, sin tomar en consideración los aspectos ambientales y climáticos. Al mismo tiempo, [prolongó](#) los subsidios y contratos para la industria del carbón brasileña. El gobierno federal también [confirmó](#) una extensión de 15 años (hasta 2040) del contrato del complejo [Jorge Lacerda](#) de 857 MW, con un costo anual de 1,8 mil millones de reales; dicho contrato tenía previsto vencer en enero de 2026.

Una tercera central a carbón en el sur de Brasil, [Pampa Sul](#) (345 MW), ya [cuenta](#) con una licencia de operación de 25 años, desde el [inicio](#) de sus actividades en 2019, junto con contratos de suministro de carbón [garantizados](#) hasta 2043. Según datos del *Global Coal Plant Tracker* y del [Monitor Energía](#) de ARAYARA, estas tres plantas tienen una capacidad total de 1,5 GW, la cual se prevé que continúe en operación durante al menos una década y media más.

Además, en este contexto, el Proyecto de Ley No. 1371 de 2025 se encuentra actualmente en debate en la Cámara de Diputados de Brasil; este proyecto busca [extender](#) las licencias de operación de las centrales a carbón hasta 2050, resaltando así la influencia del lobby de los combustibles fósiles en el Congreso Nacional.

El apoyo político continuo al carbón también se refleja en la renovada participación de las plantas de carbón en el mercado eléctrico brasileño. En marzo de 2026, Brasil llevó a cabo su primera subasta de energía abierta a plantas de carbón desde 2021, con la participación de tres plantas en el noreste del país — [Itaqui](#) (360 MW), [Pecém I](#) (720 MW), y [Pecém II](#) (360 MW). Las tres [obtuvieron](#) contratos a 10 años, [garantizando](#) la operación continua de Pecém I hasta 2037 y [extendiendo](#) la vida útil de Itaqui y Pecém II hasta 2041.

La [inclusión](#) de la energía a carbón por parte del gobierno en la subasta como fuente de capacidad de reserva ha [generado](#) controversia y desafíos legales por parte del Instituto Internacional ARAYARA, dadas las implicaciones ambientales y climáticas asociadas al carbón y la baja [flexibilidad](#) de las centrales eléctricas de carbón, en comparación con alternativas como las baterías y los recursos del lado de la demanda.

Los desarrollos a nivel de planta ilustran aún más la falta de claridad en torno a trayectorias de transición definidas. Antes de la subasta de marzo de 2026, la planta Pecém I, propiedad de Diamante Energia, [enfrentaba](#) el vencimiento de sus contratos de electricidad y carbón en 2027. Aunque un Memorando de Entendimiento de 2024, bajo la propiedad anterior, [proponía](#) la conversión a gas fósil, declaraciones posteriores de la empresa se han [enfocado](#) en una expansión *greenfield* de gas natural de 1,3 GW, sin un cronograma confirmado para el retiro o la conversión de las unidades a carbón. La reciente adjudicación de contratos de energía a las centrales Itaqui y Pecém II sugiere que el propietario de Itaqui, Eneva, y Diamante Geração — que recientemente [finalizó](#) la compra de Pecém II a Eneva en una operación valorada en hasta 1.000 millones de reales — probablemente continuarán operando estas instalaciones más allá de la fecha previamente [comprometida](#) de eliminación gradual del carbón en 2040.

La generación a carbón en Brasil sigue siendo respaldada por subsidios y contratos incorporados en las tarifas eléctricas, que en última instancia se trasladan a los consumidores finales. Se estima que ya deberían haberse [pagado](#) 8.000 millones de reales (US\$1.500 millones) entre 2020 y 2027 conforme a acuerdos originalmente previstos para vencer en 2027 a través de la Cuenta de Desarrollo Energético de Brasil. Con la aprobación de la Ley 15.269/2025, la extensión de la vida útil de las plantas de carbón podría dar lugar a subsidios totales que [superan](#) los 100.000 millones de reales (aproximadamente US\$19.000 millones) para 2040 — recursos que de otro modo podrían ayudar a financiar una transición energética justa y fuentes renovables más competitivas.

Otras acciones recientes del gobierno sugieren menores restricciones sobre la generación a carbón, en contradicción con los objetivos climáticos de Brasil. La ley de licenciamiento ambiental de diciembre de 2025 [debilita](#) ciertos requisitos regulatorios y actualmente enfrenta impugnaciones legales. Las decisiones judiciales relacionadas con centrales de carbón han sido inconsistentes, ya que las decisiones de tribunales inferiores, que enfatizan el cumplimiento de las normas ambientales, han sido reiteradamente revocadas en apelación. Como otro ejemplo del débil entorno de aplicación normativa en Brasil, la central Candiota 3 ha [acumulado](#) más de 125 millones de reales en multas ambientales impagas, lo que ha dado lugar a acciones legales contra la renovación de su licencia de operación, que expira en abril de 2026.

A nivel subnacional, los esfuerzos por planificar una transición que aleje al sector del carbón también han enfrentado dificultades. En Rio Grande do Sul, el plan estatal de Transición Energética Justa ha sido moldeado en gran medida por los actores de la industria del carbón. Una impugnación legal del Instituto Internacional ARAYARA suspendió temporalmente el proceso antes de que fuera restituido en apelación. Se

espera una versión revisada del plan; sin embargo, aún no se ha incorporado una gama de perspectivas multisectoriales más amplias.

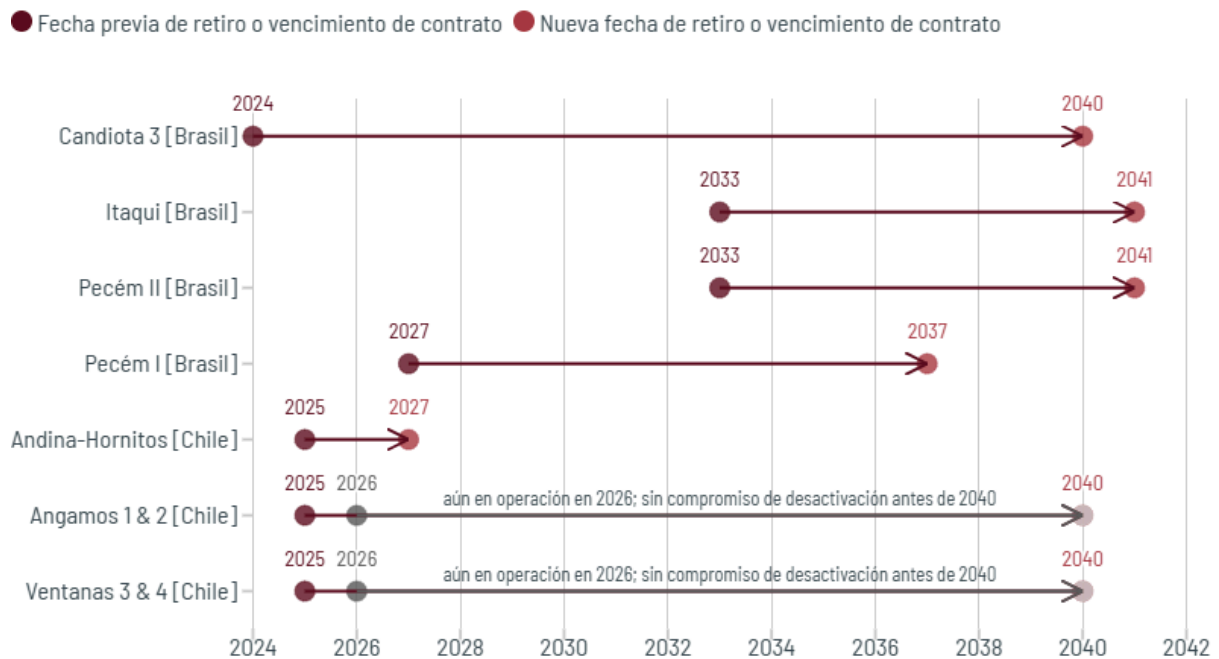
Mientras tanto, el plan de transición del estado vecino de Santa Catarina sigue una línea similar. Este plan favorece a la industria del carbón sin abordar las responsabilidades ambientales, el desmantelamiento de las centrales eléctricas ni la incorporación de los trabajadores a regímenes de jubilación obligatoria, reconversión profesional y diversificación económica de estas regiones hacia actividades distintas del carbón.

Si bien Brasil se ha alejado efectivamente del desarrollo de nuevo carbón, las recientes decisiones de política y del mercado están prolongando el papel de la capacidad existente del carbón. Con cronogramas de eliminación gradual aún poco claros y subsidios trasladados a los consumidores, el costo de mantener la generación a carbón en Brasil continúa aumentando en un sistema que, por lo demás, está dominado por energías renovables.

Análisis recientes sobre los impactos de la industria del carbón en Brasil subrayan la urgencia del compromiso del país con las alternativas de energía renovable. Durante la COP30, el Instituto Internacional ARAYARA y el Observatorio del Carbón [presentaron](#) un estudio pionero que destaca el alcance de la contaminación causada por la industria de carbón en el sur de Brasil, particularmente en el estado de Santa Catarina, donde casi el 10% del territorio está contaminado por la minería de carbón, especialmente por el drenaje ácido de minas. En marzo de 2026, otro estudio publicado por CREA y ARAYARA, con el apoyo de la Universidad de Rio Grande do Sul, [indicó](#) que las actividades en el complejo carbonífero de Candiota en Rio Grande do Sul podrían causar hasta 1.300 muertes y generar costos en salud de 11.700 millones de reales para 2040. Los impactos podrían extenderse a otras regiones del país e incluso alcanzar a Argentina, Paraguay y Uruguay.

## Varias plantas de carbón en América Latina extendieron contratos o pospusieron su retiro en el último año

Cambio en las fechas previstas de eliminación gradual entre 2025 y 2026



Fuente: Global Energy Monitor, Global Coal Plant Tracker, enero de 2026

gem

### FIGURE 38 LATAM 2

#### Chile

Chile ha logrado avances significativos en la reducción de su flota de carbón en los últimos años, retirando 2,4 GW de capacidad entre 2019 y 2025 como parte de su plan nacional de descarbonización. Más recientemente, Chile puso fuera de servicio 709 MW de capacidad de carbón en diciembre de 2025, con Engie [cerrando](#) las unidades 1 y 2 de la central de carbón de [Mejillones](#) (334 MW) e iniciando la conversión de carbón a gas en su unidad IEM1 de 375 MW. De este modo, 14 de las 28 unidades eléctricas de carbón que operaban en Chile en 2019 han sido ya cerradas.

Sin embargo, el panorama para los 3,1 GW restantes (14 unidades) de energía operativa a carbón es menos claro, y se han observado retrocesos en los compromisos de eliminación gradual del carbón. Las unidades [Andina](#) (177 MW) y [Hornitos](#) (178 MW) de Engie estaban [programadas](#) para retirarse en mayo de 2026, pero en febrero de 2026 el gobierno chileno rechazó el cronograma propuesto por la empresa para [convertir](#) ambas unidades a gas fósil, [extendiendo](#) en la práctica el plazo de retiro o conversión de Andina-Hornitos hasta mayo de 2027.

El Plan Nacional de Descarbonización revisado de Chile, [publicado](#) en octubre de 2025, muestra 12 unidades con una posible fecha de retiro tan tardía como 2040, en contraste con las ocho unidades [incluidas](#) en el borrador de 2024. Las ocho unidades específicamente identificadas en el borrador de 2024 eran [Guacolda](#) Unidades 1-5 (760 MW), [Cochrane](#) Unidades 1 y 2 (550 MW), y [Santa María](#) Unidad 1 (350 MW). El plan de 2025, a diferencia del borrador de 2024, ya no especifica las unidades exactas pendientes de retiro, pero las cuatro unidades adicionales sin fecha fija de retiro parecen ser [Ventanas](#) Unidades 3 y 4 (544 MW) y [Angamos](#) Unidades 1 y 2 (558 MW).

Las Unidades 3 y 4 de Ventanas estaban programadas para retirarse en 2025, pero su nuevo propietario, Quintero Energía, que adquirió el complejo Ventanas a AES Andes en diciembre de 2024, está dando marcha atrás, [señalando](#) que operarán hasta que el cierre sea “técnicamente viable”. Una propuesta para convertir las Unidades 1 y 2 de Angamos de carbón a almacenamiento en sales fundidas fue [aprobada](#) por unanimidad por el Servicio de Evaluación Ambiental chileno (SEA) en noviembre de 2023, pero la planta [continuó quemando](#) carbón hasta el cuarto trimestre de 2025. Los propietarios de la planta aún no se han comprometido con una fecha concreta para la conversión al sistema de almacenamiento en sales fundidas, lo que sugiere que las unidades de combustión a carbón de Angamos podrían continuar en operación durante 2026 o más allá.

Además de la incertidumbre en torno a las fechas de cierre, sigue habiendo desafíos para la implementación de planes de clausura que incluyan medidas de remediación y desmantelamiento dentro de las comunidades donde operaron estas centrales de carbón. Hasta la fecha, ninguna de las 14 unidades de carbón retiradas en Chile ha presentado planes de cierre ante el SEA, lo que significa que su infraestructura y los residuos asociados a su operación permanecen en las comunidades locales sin una gestión adecuada.

Entre las 14 unidades retiradas en Chile, siete son unidades antiguas — anteriores a la Ley N.º 19.300, que estableció el marco nacional de protección ambiental — y, por tanto, no estuvieron sujetas a evaluación ambiental. No obstante, deben cumplir igualmente con las regulaciones sectoriales específicas respecto a la eliminación y gestión de residuos peligrosos, así como con estándares de salud, entre otros. Hasta la fecha, no hay información disponible sobre su nivel de cumplimiento. Estas unidades son [Tocopilla](#) Unidades 12, 13, 14 y 15 de ENGIE; Ventanas Unidades 1 y 2 de Quintero Energía (antes AES Andes), ubicadas en Puchuncaví; y [Bocamina](#) Unidad 1 de Enel, en Coronel.

Las otras siete unidades retiradas, que comenzaron a operar después de la entrada en vigor de la Ley N.º 19.300, sí fueron sometidas a evaluaciones ambientales y se les han otorgado resoluciones de calificación ambiental. A pesar de esto, no han

implementado los compromisos establecidos en dichas resoluciones con respecto a sus procesos de cierre y desmantelamiento, y no existe una supervisión efectiva por parte de la autoridad ambiental. Estas unidades son [Patache \(Tarapacá\)](#) Unidad 1 de Enel, en Iquique; [Nueva Tocopilla \(Norgener\)](#) Unidades 1 y 2 de AES Andes, en Tocopilla; Mejillones Unidades 1, 2 e IEM de ENGIE, en Mejillones; y Bocamina Unidad 2 de Enel, en Coronel.

En este contexto, es fundamental que las autoridades ambientales y sectoriales supervisen el cumplimiento de las obligaciones legales de todas las plantas termoeléctricas en cuanto a remediación y desmantelamiento — acciones que resultan indispensables para avanzar hacia una transición energética justa.

### Colombia

Colombia dio un paso importante hacia la eliminación del carbón al [unirse](#) a la *Powering Past Coal Alliance* en 2023, comprometiéndose (como miembro de la OCDE) a eliminar gradualmente todas sus plantas de carbón para 2030. A pesar de este ambicioso compromiso, parte de los 1,6 GW de capacidad operativa del país no cuenta con una fecha de retiro anunciada, y al menos dos unidades siguen encaminadas a operar bien entrada la década de 2030.

Los resultados de la próxima subasta de electricidad en Colombia serán clave para aclarar los plazos de operación de varias plantas de carbón del país. A finales de mayo de 2026, el operador del sistema XM publicará su lista de Obligaciones de Energía Firme (OEF) para el periodo 2029–2030, identificando qué unidades de carbón continuarán generando energía hasta 2030 y, definiendo así la trayectoria futura del carbón en Colombia.

Entre las 14 unidades de carbón en operación en Colombia, las Unidades 1 y 2 de [Termoguajira](#) (275 MW) parecen ser las más cercanas a un retiro próximo. El gobierno colombiano (que [posee](#) el 99,9% de Termoguajira) ha priorizado su conversión a combustibles alternativos, [declarando](#) públicamente que Termoguajira será la primera planta de carbón del país en hacer la transición hacia una generación 100% libre de carbono. El Plan Indicativo de la Expansión de Generación 2025–2039 de Colombia [exige](#) el retiro de las unidades de carbón de Termoguajira para diciembre de 2028, y la planta aún no cuenta con [obligaciones](#) de energía firme para el periodo 2027–2028.

Enel, propietario de las Unidades 1–4 de [Termozipa](#) (226 MW), ha [reiterado](#) en múltiples ocasiones su intención de [eliminar gradualmente](#) el carbón para 2027. Sin embargo, el incumplimiento de este plazo parece inevitable, dado el compromiso oficial de Termozipa de [generar](#) electricidad (OEF) hasta noviembre de 2028.

Las Unidades 1–3 de [Termopaipa](#) (178 MW), propiedad de Gensa, se encuentran entre las más antiguas de Colombia y generan relativamente poca electricidad; las tres unidades podrían, por tanto, ser candidatas a retirarse antes de 2030. El compromiso actual de Gensa con la generación eléctrica en Termopaipa se extiende hasta 2028; sin embargo, la próxima subasta podría prolongar este plazo, y el presidente de la empresa [mencionó](#) una fecha de cierre en 2035 tan reciente como diciembre de 2023.

Las unidades [Gecelca](#) 3 y 3.2 tienen casi [definitivo](#) operar más allá de 2030, dadas sus [obligaciones](#) de energía firme hasta 2032 y 2035, respectivamente.

Tres unidades de carbón adicionales, [Termotasajero](#) Unidades 1 y 2 y [Termopaipa](#) Unidad 4, continúan contribuyendo significativamente a la matriz eléctrica de Colombia. Los propietarios de estas unidades no se han comprometido con una fecha de retiro, y la subasta de mayo de 2026 podría extender sus obligaciones de generación oficial hasta 2030.

### *República Dominicana*

La República Dominicana sigue siendo el país más dependiente del carbón en la región ALC. Si bien los recientes compromisos de retirar plantas más antiguas marcan pasos iniciales hacia la reducción de esta dependencia, aun cuando los plazos para la capacidad más nueva siguen siendo inciertos.

Con cinco unidades de generación de carbón en operación, la República Dominicana [genera](#) una mas grande proporción de su electricidad a partir de carbón (28,7% en 2025) que cualquier otro país de ALC y además alberga la planta de carbón más reciente de la región — [Punta Catalina, puesta en marcha](#) en 2020.

En 2025, el gobierno dominicano [confirmó](#) planes para retirar dos de sus plantas de carbón en operación ([Barahona](#) 52 MW e [Itabo](#) 260 MW) entre 2030 y 2035, con un [apoyo](#) de 85 millones de dólares de los Fondos de Inversión Climática. Sin embargo, el gobierno había propuesto previamente fechas de retiro más ambiciosas tanto para Barahona ([2027](#)) como para Itabo ([2028](#)).

La planta Punta Catalina, de 752 MW, no cuenta con una fecha de retiro confirmada, y un informe de 2023 del Banco Interamericano de Desarrollo [sugiere](#) que podría operar hasta 2040 o incluso 2050.

En marzo de 2026, las organizaciones dominicanas CNLCC e INSAPROMA presentaron una [petición](#) ante la Comisión Interamericana de Derechos Humanos para exigirle al gobierno dominicano [implementar](#) un cronograma claro y vinculante para el cierre de las plantas de carbón restantes del país, junto con planes viables para la remediación de suelos, la gestión de cenizas, el monitoreo independiente de la calidad del aire y la compensación directa a las familias afectadas por la contaminación del carbón. Las

organizaciones también objetaron la reasignación de fondos originalmente destinados al desarrollo de energías renovables para apoyar otros proyectos de combustibles fósiles, como las centrales eléctricas de gas actualmente en construcción en la ciudad noroccidental de Manzanillo.

### México

México cuenta con más capacidad operativa de carbón (5.4 GW) que cualquier otro país de la región de ALC. Aún así, no tiene un cronograma claro para el retiro de sus tres plantas de carbón en operación— [Petacalco](#) (2.8 GW), [Carbón II](#) (1.4 GW), y [José López Portillo](#) (1.2 GW). El Plan de Desarrollo del Sector Eléctrico 2025–2039 de México hace [referencia](#) a la eventual eliminación gradual del carbón en términos vagos, señalando únicamente que la participación de las plantas termoeléctricas (incluidas las carboeléctricas) será "minimizada" para 2039, con una descarbonización "acelerada" a partir de 2030. A principios de 2026, la Comisión Federal de Electricidad (CFE), empresa eléctrica estatal de México, continuaba [adquiriendo](#) cantidades significativas de carbón nacional para abastecer las plantas Carbón II y José López Portillo, al tiempo que [reemplazaba](#) parte del carbón [importado](#) en la planta Petacalco.

### Argentina

La única planta de carbón en operación en Argentina, [San Nicolás](#), continuaba [quemando](#) carbón en 2025, sin una fecha clara de retiro. Un Informe de Sostenibilidad de 2023 [publicado](#) por su propietario, AES, indicaba que la empresa planeaba eliminar gradualmente el carbón en algún momento entre [2025](#) y [2027](#). Sin embargo, esta referencia fue [eliminada](#) del Informe de Sostenibilidad de AES de 2024.

Ambas unidades de la problemática planta de carbón [Río Turbio](#) permanecen [fuera de operación](#) desde comienzos de 2026, teniendo a la Unidad 1 fuera de servicio desde octubre de 2023 y a la Unidad 2 sin haber sido completada. El gobierno argentino ya no [incluye](#) a Río Turbio en su lista de generadores activos y ha [declarado](#) que no financiará el desarrollo adicional de la planta. Mientras tanto, los planes para [atraer](#) inversión privada no han arrojado resultados concluyentes hasta el momento, y hasta marzo de 2026 inversionistas con sede en Estados Unidos seguían [evaluando](#) la viabilidad técnica de reactivar la planta.

### Guadalupe

En agosto de 2025, Albioma [detuvo](#) oficialmente la generación a carbón en las Unidades 1 y 2 de su central [Le Moule](#). A partir de 2026, las tres unidades de la planta [operan](#) ahora al 100% con biomasa en lugar de carbón.

## Guatemala

En la COP30 de noviembre de 2025, Guatemala [se unió](#) a la *Powering Past Coal Alliance*, comprometiéndose a no construir nuevas plantas de carbón y a eliminar gradualmente la generación a carbón para 2040. Cinco de los seis escenarios futuros [descritos](#) en el Plan de Expansión de Generación 2026–2030 del gobierno muestran la eliminación total del carbón de la matriz eléctrica guatemalteca para 2050; sin embargo, el informe no define una fecha explícita de eliminación.

[Jaguar Energy](#), propietaria de la planta de carbón más grande de Centroamérica (300 MW), no ha establecido una fecha clara de retiro para sus dos unidades de carbón. Inicialmente, Jaguar [firmó](#) un contrato a 15 años con las dos principales distribuidoras de energía de Guatemala, lo que [implicaba](#) que la planta operaría hasta 2030, tomando como referencia su fecha de puesta en marcha en 2015. No obstante, el contrato original fue [rescindido](#) poco antes de que la planta entrara en operación, lo que deja incierto su horizonte operativo a largo plazo.

## Panamá

Panamá [se unió](#) a la *Powering Past Coal Alliance* en 2023, comprometiéndose a eliminar toda la generación a carbón para 2040. La última planta de carbón en operación del país, [Cobre Panamá](#), [cesó](#) la generación de electricidad en noviembre de 2023 y [perdió](#) su autorización para operar en marzo de 2024. Sin embargo, en marzo de 2025, el nuevo presidente de Panamá [ordenó](#) la reanudación de operaciones de la planta. A comienzos de 2026, First Quantum Minerals [reportó](#) que la unidad 2 había retomado el servicio en el cuarto trimestre de 2025, mientras que la Unidad 1 fue [reactivada](#) en febrero de 2026. Se [espera](#) una decisión final del gobierno panameño sobre la reapertura de la mina de cobre asociada para junio de 2026, decisión que a su vez debería aportar mayor claridad sobre el futuro de la planta de carbón.