

El uranio y sus cadenas

Minería, enriquecimiento y geopolítica nuclear

Dra. Giada Caniglia · Serie Energía nuclear: física, escala y sistema, Art. 3

24 de marzo de 2026

Análisis en síntesis

La energía nuclear depende de un combustible cuya cadena de suministro es estrecha, técnicamente específica y geográficamente concentrada. Cerca del 75 % del uranio mundial se produce en tres países. El enriquecimiento —etapa indispensable para convertir el mineral en combustible— sigue dominado por infraestructuras históricamente vinculadas a Rusia. El mercado opera mediante contratos bilaterales opacos, no en mercados *spot* abiertos. Y el reprocesado, aunque técnicamente viable, sigue siendo marginal y concentrado en Francia. Este artículo analiza esa cadena como sistema geopolítico: quién produce, quién transforma, quién depende y qué margen real existe para diversificar.

Introducción

En la COP28, más de veinte países firmaron un compromiso para triplicar la capacidad nuclear mundial antes de 2050 [1]. El parque nuclear global generó en 2024 alrededor de 2.667 TWh [2], y la energía nuclear ha recuperado un protagonismo estratégico que no tenía desde finales del siglo XX. Sin embargo, el debate público sigue dominado por tres métricas: emisiones de CO₂ por kWh, coste nivelado y capacidad instalada. Son indicadores útiles, pero ignoran algo esencial: de dónde sale el combustible, quién lo transforma y bajo qué condiciones geopolíticas.

Un reactor nuclear no solo requiere uranio. Como se muestra en la Figura 1, requiere uranio extraído, convertido, enriquecido y fabricado como elemento combustible. Cada etapa implica infraestructuras específicas, actores concretos y dependencias que no desaparecen por el hecho de que el combustible en sí sea barato. La promesa de la energía nuclear —alta densidad energética, bajas emisiones operativas, independencia de los combustibles fósiles— no puede evaluarse sin entender

la cadena industrial que la hace posible.

Este artículo analiza esa cadena como sistema geopolítico. No como descripción técnica del ciclo del combustible, sino como mapa de poder: quién produce, quién enriquece, quién controla los contratos y qué vulnerabilidades reales existen en el suministro.

La paradoja de la densidad: poca masa, cadena estrecha

La ventaja física de la energía nuclear es bien conocida: requiere una cantidad de combustible extraordinariamente pequeña en comparación con cualquier alternativa fósil. Un reactor de 1.000 MWe —similar en tamaño a Almaraz I en España— consume en torno a 27 toneladas de combustible enriquecido al año para generar algo más de 8 TWh [3]. Producir esa misma electricidad con carbón requeriría entre 3,6 y 4,0 millones de toneladas de mineral; con gas natural, del orden de 1.500 millones de metros cúbicos [4].

Pero esa compresión extrema del flujo material no elimi-

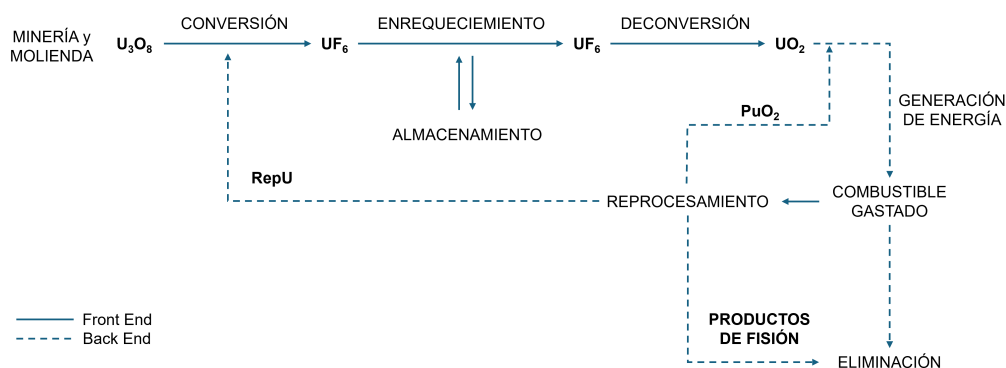


Figura 1 | Esquema simplificado del ciclo del combustible nuclear, desde la minería y el enriquecimiento hasta el almacenamiento, reprocesado y disposición final. Adaptado de World Nuclear Association.

na las vulnerabilidades, las transforma. Los combustibles fósiles son mercados líquidos, con múltiples proveedores, precios públicos y una logística bien desarrollada. El uranio es un mercado pequeño, poco líquido, con pocos actores y una cadena de procesamiento que no puede improvisarse. La densidad energética del uranio hace que el volumen físico sea irrelevante; lo que importa es el control sobre cada etapa del proceso.

Esa es la paradoja de la densidad: cuanto menos combustible necesitas en masa, más depende tu seguridad energética de quién controla el proceso de transformarlo.

El mapa del uranio: quién extrae y dónde

Concentración geográfica

La minería mundial de uranio es pequeña en volumen, pero muy estrecha en su base geográfica (Figura 2). En 2024, la producción global fue de 60.213 tU [5], y solo tres países concentraron cerca del 75 % del total:

País	Prod. 2024 (tU)	Cuota
Kazajistán	23.270	39 %
Canadá	14.309	24 %
Namibia	7.333	12 %
Resto	15.301	25 %

Fuente: World Nuclear Association, 2024 [5].

La concentración aumenta aún más a nivel de activos individuales: las diez mayores minas aportaron el 62 % de la producción mundial [5]. El sistema energético nuclear global depende, por tanto, de pocos territorios, pocas

minas y pocos operadores.

Kazajistán: el nodo decisivo

Kazajistán no es solo el mayor productor mundial; es el actor sin el cual el sistema no funciona con las estructuras actuales. Su peso se explica en parte por la geología —la cuenca de Chu-Sarysu concentra más del 60 % de la producción nacional [6]— pero también por el despliegue masivo de la técnica ISR/ISL (*in situ recovery/in situ leach*), que en 2024 representó el 52 % de la producción mundial total [5].



Figura 3 | Distribución de la producción de uranio en Kazajistán por distritos geológicos. Más del 60 % de su producción se origina en la cuenca de Chu-Sarysu, uno de los nodos más críticos del suministro global. Fuente: World Nuclear Association [5].

La ISR/ISL inyecta soluciones ácidas o alcalinas en el yacimiento para disolver el uranio sin extraer la roca. Reduce la perturbación superficial y los costes operativos, pero

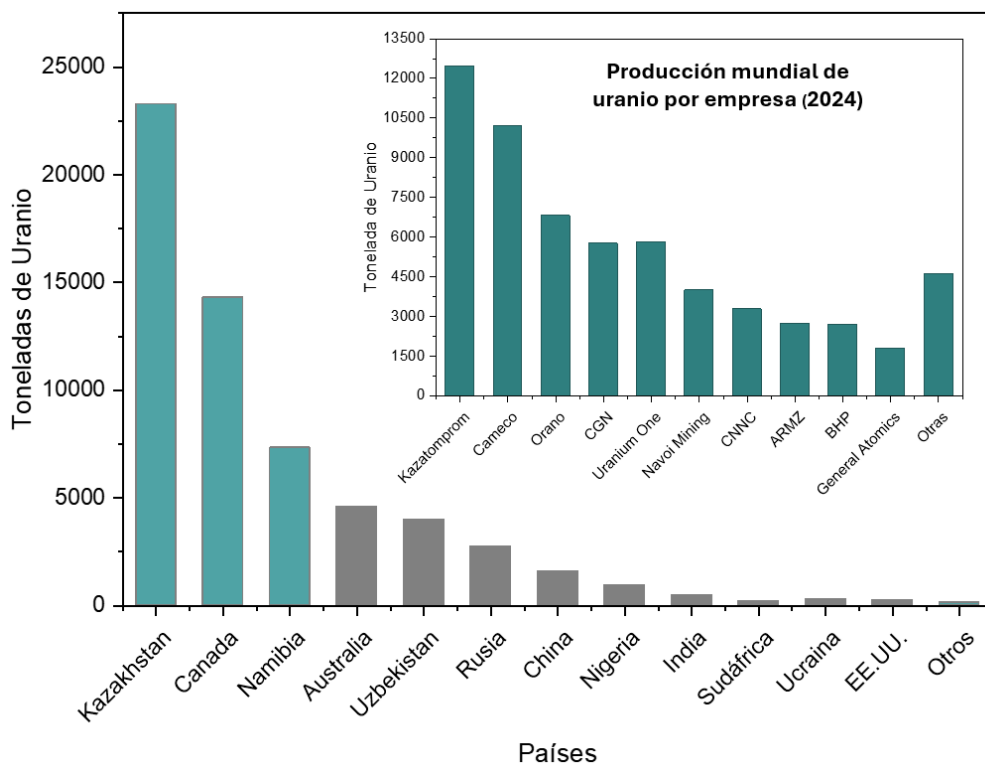


Figura 2 | Concentración del suministro global de uranio: países y empresas (2024). Fuente: World Nuclear Association [5].

no elimina el impacto ambiental: lo desplaza hacia el control hidrogeológico del acuífero y la restauración del yacimiento tras el cierre. La mayor parte de la capacidad ISR/ISL en Kazajistán está operada por Kazatomprom, empresa estatal, con participaciones de empresas chinas (CGNPC, CGN) y, en menor medida, occidentales [7].

Recursos identificados vs. disponibilidad real

A escala global, el problema no es una escasez geológica inmediata. Los recursos identificados recuperables a costes inferiores a 130 USD/kgU ascienden a aproximadamente 5,93 millones de toneladas [8], con Australia (28%), Kazajistán (14%), Canadá (10%) y Namibia (8%) como principales tenedores. Pero la existencia de uranio en el subsuelo no equivale a disponibilidad para el sistema eléctrico.

El caso del yacimiento de Saelices el Chico (Salamanca, España) ilustra bien esta diferencia. Con del orden de 4.600 tU recuperables en su etapa operativa, permanece inactivo desde el año 2000 tras cambios regulatorios, presión ambiental y condiciones de mercado desfavorables [9]. En Europa occidental, la minería de uranio ha sido progresivamente desactivada, lo que aumenta la dependencia estructural de fuentes externas.

Entre el recurso geológico y el combustible en el reactor median permisos, inversión de capital intensivo, desarrollo de infraestructuras, y las etapas posteriores —conversión, enriquecimiento, fabricación— que requieren capacidades industriales muy específicas.

El cuello de botella que poco se menciona: el enriquecimiento

La minería del uranio concentra la atención pública, pero no es el único ni el más crítico punto de vulnerabilidad. El enriquecimiento —el proceso que eleva la concentración de U-235 del ~0,7% natural al 3–5% necesario para los reactores de agua ligera— es donde reside el cuello de botella geopolítico más agudo, y el que menos aparece en el debate público.

El uranio natural no puede usarse directamente como combustible en la inmensa mayoría de los reactores comerciales del mundo. Requiere enriquecimiento, un proceso industrialmente intensivo y tecnológicamente específico. Las plantas modernas utilizan centrifugadoras en cascada y representan décadas de inversión en ingeniería de precisión. No se construyen en años.

Rusia: el dominador histórico

Durante décadas, Rosatom (a través de su subsidiaria TENEX/TVEL) ha operado la mayor capacidad de enriquecimiento del mundo. Hasta 2022, Rusia aportaba en torno al 35–40% de la capacidad global [10], con contratos activos con *utilities* en Europa, Asia y Norteamérica. Tras la invasión de Ucrania, esa dependencia se convirtió en un problema político de primer orden.

La respuesta occidental ha sido lenta y estructuralmente complicada. Estados Unidos aprobó en 2024 la prohi-

bición de importar uranio enriquecido ruso [11], pero incluyó excepciones (*waiver*) hasta 2027 precisamente porque la capacidad sustitutiva no existe todavía en volumen suficiente. La Unión Europea ha avanzado en la misma dirección [12], pero sin plazos vinculantes ni capacidad alternativa garantizada.

Las alternativas occidentales

El bloque occidental cuenta con capacidad real pero insuficiente a corto plazo. URENCO (consorcio alemán-holandés-británico-estadounidense) opera plantas en cuatro países y es el principal proveedor occidental, pero su capacidad está contratada a medio plazo [13]. Orano (Francia) opera Georges Besse II con una cuota significativa del mercado europeo [14]. Centrus Energy (EE. UU.) ha comenzado la producción de HALEU (*high-assay low-enriched uranium*), necesario para reactores avanzados de próxima generación, pero a escala de demostración, no comercial [15].

La brecha entre dependencia actual y capacidad occidental disponible no se cierra con anuncios de política energética: requiere inversión de capital, tiempo de construcción y contratos de largo plazo que justifiquen esa inversión.

La cadena completa: conversión y fabricación

Antes del enriquecimiento, el mineral pasa por una etapa de conversión (de U_3O_8 a UF_6 gaseoso), con capacidad concentrada en pocos actores: Cameco, Orano, ConverDyn y Rosatom [16]. Tras el enriquecimiento, la fabricación de elementos combustibles añade otro eslabón con actores —Framatome, Westinghouse, TVEL— que no son intercambiables sin modificaciones en el diseño del reactor.

El resultado es una cadena con al menos cuatro eslabones especializados (minería → conversión → enriquecimiento → fabricación), cada uno con pocos actores dominantes y tiempos de respuesta largos ante perturbaciones.

El mercado del uranio: precio, contratos y señales de riesgo

A diferencia del petróleo o el gas, el uranio no se negocia principalmente en mercados *spot* abiertos, sino a través de contratos bilaterales de medio y largo plazo entre *utilities* y productores [17]. El precio *spot* actúa como señal marginal, no como reflejo completo del coste real del combustible. Esta opacidad tiene consecuencias: las tensiones en la cadena de suministro no se transmiten con la misma velocidad ni visibilidad que en otros mercados energéticos.

Tras el colapso posterior a Fukushima —con precios alrededor de 20 USD/lb en 2016–2017— el mercado ha entrado en una fase de revalorización sostenida [18]. El indicador mensual del FMI (reproducido por FRED) alcanzó los 69,7 USD/lb en enero de 2026 [19]. Esta revalorización responde a tres factores: la absorción del sobrestock acumulado, el retorno de la nuclear a la agenda energética global y la percepción creciente de riesgo

geopolítico en la cadena de suministro.

El uranio como vector de seguridad, no de coste

El dato más relevante no es el nivel absoluto del precio, sino su papel dentro de la estructura de costes del sistema nuclear. Diversas estimaciones sitúan el coste del combustible nuclear completo —minería, conversión, enriquecimiento y fabricación— en torno al 10–15 % del coste total de generación, de los cuales el uranio natural contribuye con apenas un 2–5 % [20]. Incluso una duplicación del precio del uranio se traduce típicamente en incrementos del orden de 1–3 €/MWh en el coste de la electricidad nuclear. En las centrales de gas, el combustible puede representar entre el 50 % y el 80 % del coste marginal de generación [21].

El uranio no es un *driver* de coste, sino un vector de seguridad de suministro. Las vulnerabilidades se acumulan silenciosamente —en la concentración de la minería, en la dependencia del enriquecimiento, en los contratos de largo plazo— y solo se hacen visibles cuando una perturbación geopolítica fuerza a las *utilities* a buscar alternativas que no existen a corto plazo.

El reprocesado como respuesta parcial

Una de las respuestas estructurales a la dependencia de suministro de uranio natural es el cierre parcial del ciclo mediante el reprocesado del combustible gastado. Tras su irradiación, el combustible mantiene una composición dominada por uranio (~95–96 %, principalmente U-238), junto con hasta un 1 % de plutonio generado *in situ* y aproximadamente un 3–4 % de productos de fisión y actínidos [22].

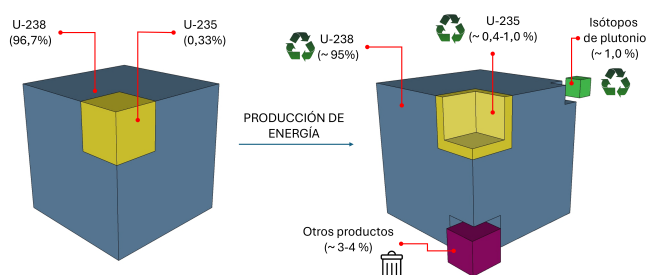


Figura 4 | Evolución de la composición del combustible nuclear antes y después de su irradiación en reactor. Fuente: adaptado de World Nuclear Association [22].

Mediante procesos como PUREX se separan el uranio y el plutonio del resto de productos altamente radiactivos. El plutonio puede reutilizarse como combustible MOX; el uranio reprocesado requiere generalmente reenriquecimiento antes de su reutilización [23].

Hasta 2024, se habían descargado del orden de 400.000 toneladas de combustible gastado de reactores comerciales, de las cuales aproximadamente el 30 % había sido reprocesado [24]. Francia concentra la infraestructura industrial más desarrollada: el complejo de La Hague dispone de una capacidad autorizada de 1.700 tHM/año [25], y la planta Melox produce hasta

195 t/año de combustible MOX [26]. Fuera de Francia, la infraestructura es limitada: Rusia mantiene ~400 t/año; Japón dispone de capacidad nominal de 800 t/año en Rokkasho, aún en despliegue operativo completo [27].

Límites del reprocesado como solución geopolítica

El reprocesado reduce la demanda de uranio natural, pero no resuelve la vulnerabilidad estructural por cuatro razones. Primero, la capacidad global es insuficiente para el volumen de combustible gastado acumulado. Segundo, el combustible MOX solo es compatible con ciertos diseños de reactor. Tercero, el reprocesado no elimina la dependencia del enriquecimiento para el uranio que vuelve al ciclo. Y cuarto, la infraestructura existente está, de nuevo, geográficamente concentrada.

Los reactores de Generación IV y el piroprocesamiento representan una evolución tecnológica real hacia un ciclo más cerrado, pero su despliegue comercial se sitúa en el horizonte 2030–2040 como perspectiva optimista [28].

Lo que este análisis puede sobreestimar

No toda concentración de suministro se traduce en vulnerabilidad equivalente. Varios factores estructurales de la cadena nuclear merecen ser considerados antes de asumir que la dependencia geopolítica del uranio representa un riesgo inmediato e inmanejable.

Primero, las *utilities* nucleares operan con inventarios estratégicos. A diferencia del gas natural —donde una interrupción se siente en días— las centrales nucleares mantienen típicamente entre 2 y 3 años de combustible en inventario o bajo contrato firme [29]. La cadena nuclear opera con horizontes de tiempo que permiten una respuesta más ordenada que en otros vectores energéticos.

Segundo, la diversificación está en marcha, aunque sea lenta. La inversión en capacidad de enriquecimiento occidental ha aumentado desde 2022. Cameco y Kazatomprom —ambos con estructuras de control no rusas— controlan una fracción creciente de la producción, y la base geológica de uranio es amplia como para que, con incentivos de precio y tiempo, surjan nuevas fuentes.

Tercero, el uranio no es un monopolio ruso en el mismo sentido en que el gas lo fue para Europa. Las *utilities* con capacidad de planificación ya habían comenzado a diversificar antes de 2022.

El argumento más incómodo es de escala: si la alternativa es la dependencia del petróleo y el gas en mercados igual o más concentrados y volátiles, la dependencia nuclear no parece cualitativamente más grave. Este punto merece ser tomado en serio, aunque no resuelva la pregunta de fondo: ¿en qué medida la promesa de independencia energética de la nuclear se cumple cuando su combustible depende de pocas manos?

Alcance y limitaciones

Este artículo analiza la cadena de suministro del combustible nuclear con foco en la dimensión geopolítica: concentración geográfica, control industrial y vulnerabi-

lidades estructurales. No aborda con profundidad:

- **Costes de construcción y financiación** de nuevas plantas nucleares, que son el principal factor limitante en el despliegue del sector en economías de mercado.
- **Gestión del combustible gastado y disposición final:** las implicaciones de seguridad a largo plazo del *backend* del ciclo merecen un análisis propio.
- **Reactores de pequeño módulo (SMR):** su impacto potencial sobre la cadena de suministro —incluyendo la posible demanda de HALEU— no se desarrolla aquí.
- **Diferencias por tipo de reactor:** los reactores CANDU pueden operar con uranio natural sin enriquecimiento, lo que cambia sustancialmente su perfil de dependencia. Este artículo se centra en los reactores de agua ligera, que constituyen la mayoría del parque mundial.

Los datos de producción y capacidad referenciados corresponden principalmente a 2024 o las estimaciones más recientes disponibles. El mercado del uranio y las capacidades de enriquecimiento son dinámicos; los porcentajes pueden variar en futuros ciclos de inversión.

Preguntas frecuentes

¿El uranio puede agotarse?

No en el horizonte relevante para la transición energética. Los recursos identificados a costes razonables cubren décadas de demanda al ritmo actual. El problema no es la escasez geológica, sino el tiempo y el capital necesarios para convertir recursos en producción.

¿Por qué el precio del uranio sube si hay tanto?

El precio refleja tensiones en la cadena de suministro —pocas minas activas, contratos de largo plazo, percepción de riesgo geopolítico— más que escasez física. El mercado es pequeño y poco líquido, lo que amplifica la sensibilidad a perturbaciones.

¿Puede Europa independizarse del uranio ruso?

Para la minería y conversión, sí, aunque con tiempo. Para el enriquecimiento, la transición requiere inversión sostenida en capacidad occidental (URENCO, Orano) y contratos de largo plazo. No es un proceso instantáneo.

¿El reprocesado resuelve la dependencia?

Parcialmente. Reduce la demanda de uranio natural, pero no elimina la necesidad de enriquecimiento para el material reprocesado, y la infraestructura global es insuficiente para el volumen de combustible gastado acumulado.

¿Qué es el HALEU y por qué importa?

El HALEU (*high-assay low-enriched uranium*) es uranio enriquecido al 5–20%, necesario para los reactores avanzados de próxima generación (SMR, Gen IV). Su producción comercial en Occidente es prácticamente inexistente hoy, lo que añade otra dependencia a las cadenas de suministro de la nuclear de nueva generación.

- [4] Cálculos propios basados en factores de conversión energética estándar (IEA, 2024).
- [5] World Nuclear Association (2024). *World Uranium Mining Production*.
- [6] Kazatomprom (2024). *Annual Report 2024*. <https://www.kazatomprom.kz>.
- [7] World Nuclear Association (2026). *Uranium in Kazakhstan*.
- [8] OECD-NEA/IAEA (2024). *Uranium 2024: Resources, Production and Demand* (“Red Book”). OECD Publishing, París.
- [9] Consejo de Seguridad Nuclear, España. *Mina de uranio de Saelices el Chico*. <https://www.csn.es>.
- [10] World Nuclear Association (2023). *Uranium Enrichment*.
- [11] U.S. Congress (2024). *Prohibiting Russian Uranium Imports Act*. <https://www.congress.gov>.
- [12] Comisión Europea (2024). Comunicación sobre reducción de dependencias del suministro nuclear ruso. <https://ec.europa.eu>.
- [13] URENCO (2025). *Annual Report and Accounts*.
- [14] Orano (2024). *Key Figures 2024*. <https://www.orano.group>.
- [15] Centrus Energy (2024). *HALEU Operations Program*. <https://www.centrusenergy.com>.
- [16] World Nuclear Association (2024). *Conversion and Deconversion*.
- [17] UxC LLC. *Uranium Intelligence Weekly*. <https://www.uxc.com>.
- [18] FMI/FRED (2026). *Global price of Uranium, Monthly*. Federal Reserve Bank of St. Louis. <https://fred.stlouisfed.org>.
- [19] *Ibíd.* Dato de enero 2026: 69,7 USD/lb.
- [20] Comisión Europea / JRC (2021). *Technical Assessment of Nuclear Energy with Respect to the ‘Do No Significant Harm’ Criteria*. EUR 30276 EN. doi:10.2760/665806.
- [21] IEA (2024). *Projected Costs of Generating Electricity 2024*. IEA, París.
- [22] World Nuclear Association (2024). *Processing of Used Nuclear Fuel*.
- [23] IAEA (2022). *Status and Advances in MOX Fuel Technology*. IAEA-TECDOC-1929.
- [24] World Nuclear Association (2024). *Radioactive Waste Management*.
- [25] Orano La Hague (2023). *Annual Environmental Monitoring Report - la Hague - 2023*. <https://www.orano.group>.
- [26] Orano Melox (2024). Datos de capacidad de producción MOX. <https://www.orano.group>.
- [27] World Nuclear Association (2024). *Japan’s Nuclear Fuel Cycle*.
- [28] GIF - Generation IV International Forum (2024). *GIF Annual Report 2024*. <https://www.gen-4.org>.
- [29] NEI — Nuclear Energy Institute (2024). *Nuclear Fuel Supply Chain*. <https://www.nei.org>.

Referencias

- [1] World Nuclear Association / COP28 Declaration (2023). *Statement on Tripling Nuclear Energy*.
- [2] International Energy Agency (2025). *Electricity 2025*. IEA, París. <https://www.iea.org>.
- [3] World Nuclear Association (2024). *Nuclear Fuel Report*.

Cómo citar este artículo: Caniglia, G. (2026). *El uranio y sus cadenas: minería, enriquecimiento y geopolítica nuclear*. Raw Science. <https://raw-science.org>.

Raw Science es un proyecto independiente de comunicación científica financiado por lectores. Sin publicidad. Sin contenido patrocinado.