BU Global Development Policy Center

CENTRO DE ESTUDIOS SOBRE CHINA Y ASIA-PACÍFICO | UNIVERSIDAD DEL PACÍFICO

AMÉRICA LATINA, CHINA Y UNA TRANSICIÓN ENERGÉTICA JUSTA:
SERIE DE DOCUMENTOS DE TRABAJO

Transición energética y presencia china en el Perú

Cynthia Sanborn, Sergio Serrano y Marco Curi

América Latina, China y una transición energética justa: Documentos de Trabajo

Esta serie de documentos de trabajo es producida por el Centro de Estudios sobre China y Asia-Pacífico (CECHAP) de la Universidad del Pacífico, en el marco de una iniciativa de investigación colaborativa con el Global Development Policy Center de la Boston University. La serie es editada por investigadores de estas instituciones y reúne trabajos originales de un grupo internacional de autores provenientes de universidades y centros de investigación líderes en América Latina, América del Norte y Asia. En conjunto, la serie refleja un compromiso compartido con el análisis riguroso y orientado a políticas públicas de la relación entre América Latina, China y la transición energética global, con especial atención a sus dimensiones ambientales, sociales y de gobernanza.

Los documentos que componen esta serie combinan estudios nacionales y comparativos, análisis interdisciplinarios y el uso de datos originales para examinar cómo la presencia económica de China interactúa con las estrategias de desarrollo y los objetivos de transición energética de los países latinoamericanos. Los autores analizan experiencias nacionales, dinámicas regionales y el papel de actores públicos y privados en sectores clave vinculados a la energía, los minerales y la infraestructura. La serie busca contribuir al diálogo informado entre responsables de políticas públicas, académicos, sociedad civil y socios internacionales, así como aportar evidencia y recomendaciones para avanzar hacia trayectorias más inclusivas y sostenibles de una transición energética justa en América Latina.

Cómo citar (APA Style 7th edition)

Sanborn, C., Serrano, S. y Curi, M. (2026). Transición energética y presencia china en el Perú (América Latina, China y una Transición Energética Justa: Serie de Documentos de Trabajo). Universidad del Pacífico Centro de Estudios sobre China y Asia-Pacífico, Boston University Global Development Policy Center.

Transición energética y presencia china en el Perú

Cynthia Sanborn, Sergio Serrano y Marco Curi

Resumen

Este documento forma parte de la serie *América Latina, China y una transición energética justa*, producida en el marco de una iniciativa de investigación y diálogo liderada por la Universidad del Pacífico y el Global Development Policy Center de la Universidad de Boston, junto con investigadores de Argentina, Chile, Colombia y China. La serie analiza el papel de China en las transiciones energéticas de América Latina y las condiciones que permiten aprovechar esa relación para promover una transición más sostenible e inclusiva.

El caso peruano examina una paradoja: pese a los compromisos de cooperación en energía limpia y desarrollo verde formulados por los gobiernos del Perú y China, a la creciente presencia de empresas chinas en el subsector eléctrico peruano y a la capacidad tecnológica y financiera de China en energías renovables, la participación china en el desarrollo de nueva capacidad solar y eólica sigue siendo limitada. A partir de fuentes oficiales, literatura especializada y entrevistas a actores clave, el estudio analiza la evolución del sistema energético peruano, las barreras al despliegue de recursos energéticos renovables (RER) y los patrones de inversión extranjera.

Sostenemos que la inversión china ha respondido principalmente a las reglas, riesgos y oportunidades del mercado peruano, concentrándose en la adquisición de activos existentes más que en el desarrollo de nueva capacidad RER. El caso muestra que la transición depende, ante todo, de la capacidad del Estado para construir reglas estables, coordinar políticas y orientar los incentivos hacia objetivos de largo plazo, incluyendo un acceso energético más confiable, asequible e inclusivo.

Índice

Introducción 6
1. El sistema energético peruano: una transición incompleta 8
1. 1. La matriz eléctrica peruana hoy: composición, ubicación y acceso 11
1. 2. El subsector eléctrico peruano: reforma y legados 15
2. Entre dicho y hecho: determinantes del despliegue de RER 16
2. 1. La interrupción de las subastas RER 16
2. 2. Sobreoferta y señales débiles de demanda 18
2. 3. El problema de la potencia firme 18
2. 4. Cuellos de botella en transmisión 18
2. 5. Trámites, permisos complejos y costosos 18
3. Empresas chinas en el subsector eléctrico peruano 20
Conclusiones 26
Recomendaciones 28
Referencias bibliográficas 30
Anexo 1. Entrevistas realizadas entre mayo y noviembre del 2025 35
Sobre los autores 36

Transición energética y presencia china en el Perú

We should […] boost technological innovation and industrial transformation through cooperation and facilitate the free flow of quality green technologies and products, so that they can be accessible, affordable and beneficial for all countries, especially the developing ones. As a member of the Global South, China will vigorously deepen South-South cooperation and continue to provide help for fellow developing countries to the best of its capability."

--Xi Jinping, 23 April 2025[1]

"A través de su participación en IRENA, el Perú busca contribuir activamente en iniciativas globales que promuevan el uso de energías renovables y la reducción de emisiones de carbono, alineándose con los objetivos de desarrollo sostenible y la lucha contra el cambio climático."

--Alberto Farje, Representante Permanente de Perú ante la Agencia Internacional de Energías Renovables, 21 de febrero de 2025[2]

1 Xi Jinping (2025), "Taking on the Challenges of Our Times Together and Jointly Advancing Global Climate Governance," Remarks at the Leaders Meeting on Climate and the Just Transition, 23 April 2025. https://www.mfa.gov.cn/mfa_eng./xw/zyxw/202504/t20250423_11602660.html

2 Ministerio de Relaciones Exteriores, https://www.gob.pe/institucion/rree/noticias/1114413-presentacion-de-cartas-credenciales-del-embajador-alberto-farje-orna-ante-la-agencia-internacional-de-energias-renovables

Introducción[3]

En marzo de 2026, la rotura del ducto que transporta el gas natural de Camisea, en la selva de Cusco, desencadenó una crisis energética de alcance nacional en el Perú. El sistema eléctrico quedó bajo fuerte presión, las industrias activaron protocolos de emergencia, muchos taxis a gas natural vehicular dejaron de circular y los colegios públicos pasaron nuevamente a la virtualidad como parte de las medidas para reducir la demanda energética (Aquino, 2026). El episodio puso en evidencia una vulnerabilidad fundamental: el importante peso del gas natural dentro del sistema energético peruano, un combustible fósil cuyas reservas se concentran casi enteramente en territorios ambiental y socialmente sensibles de la Amazonía, y que podrían agotarse en menos de quince años al ritmo actual de producción si no se incorporan nuevas reservas (MINEM, 2026a; Osinergmin, 2026b).

Sin embargo, este desafío no ha ocupado un lugar central entre las prioridades de los gobiernos peruanos recientes ni en los últimos debates electorales, más concentrados en la inseguridad, el empleo y la corrupción. Aunque el Perú cuenta con condiciones favorables para la energía solar y eólica, compromisos climáticos formales e inversión extranjera significativa en el sector energético, el despliegue de recursos energéticos renovables (RER) no convencionales sigue siendo limitado y discontinuo: estas fuentes representan apenas alrededor del 10% de la generación eléctrica. Esto conduce a la pregunta que motiva este estudio: ¿por qué, en un contexto de abundantes recursos renovables y considerable potencial de inversión, la transición energética en el Perú avanza de manera tan limitada?

¿Por qué introducir a China en esta discusión? La pregunta es pertinente precisamente porque, a primera vista, su participación en el desarrollo de energías renovables no convencionales en el Perú ha sido limitada. Sin embargo, China es hoy un actor difícil de obviar. A nivel global ocupa una posición central en la producción, inversión y despliegue de tecnologías vinculadas a la transición energética; en América Latina, sus empresas participan en generación solar y eólica, redes eléctricas y otras actividades asociadas a esa transición. Al mismo tiempo, China y los países de América Latina y el Caribe han identificado formalmente la transición hacia sistemas energéticos más limpios e inclusivos como un ámbito de cooperación. El Plan de Acción Conjunto China-CELAC 2022-2024 llamó a promover la cooperación para la transición hacia sistemas energéticos más limpios e inclusivos, mientras que su sucesor para 2025-2027 plantea explorar oportunidades de inversión en transición energética y almacenamiento avanzado para apoyar una transición verde y baja en carbono (Foro China-CELAC, 2021, 2025). En 2025, además, Xi Jinping, al referirse a China como parte del "Sur Global", vinculó la cooperación Sur-Sur con el llamado a acelerar una transición justa centrada en las personas, capaz de combinar protección ambiental, crecimiento económico, empleo y reducción de la pobreza (Xi, 2025).

En el caso peruano, estas aspiraciones tampoco son nuevas. Desde hace más de una década, los gobiernos de ambos países han identificado la energía limpia como un ámbito de cooperación bilateral. En 2015, una declaración conjunta planteó profundizar la cooperación y el intercambio de experiencias en electricidad y energía limpia; ese mismo año, el Ministerio de Energía y Minas y China Three Gorges Corporation suscribieron un memorando para establecer mecanismos de cooperación para el desarrollo del sector energético peruano (Gobierno de la República Popular China & Gobierno de la República del Perú, 2015). Durante su visita de Estado al Perú en noviembre de 2016, realizada inmediatamente después de la Cumbre de APEC en Lima, el jefe de Estado chino propuso desarrollar nuevos ámbitos de cooperación en protección ambiental y energía limpia (Ministerio de Relaciones Exteriores de China, 2016). En esa misma visita, los ministerios de ambiente de ambos países suscribieron un Acuerdo de Cooperación Ambiental orientado a la protección ambiental y al manejo sostenible de los recursos naturales, incluyendo tecnologías verdes para las industrias (MINAM, 2016b). Casi una década después, la declaración presidencial de noviembre de 2024 volvió a incluir el desarrollo verde y las energías renovables entre las áreas prioritarias de cooperación y destacó el Plan de Acción Conjunta 2024-2029 como marco estratégico de la relación bilateral (Ministerio de Relaciones Exteriores del Perú, 2024).

Estas declaraciones adquieren mayor relevancia ante la creciente presencia económica china en el Perú. El Perú fue el segundo país de Sudamérica en establecer relaciones diplomáticas con la República Popular China, el segundo en firmar un Tratado de Libre Comercio con el gigante asiático y, en 2019, se incorporó a la Iniciativa de la Franja y la Ruta (BRI). Es además uno de los principales destinos de la inversión china en América Latina, con más de USD 32 mil millones invertidos hasta 2025, principalmente en minería, hidrocarburos, infraestructura y electricidad (Sanborn, Pareja & Quispe, 2024; CECHAP, 2026b). En el subsector eléctrico, empresas estatales chinas adquirieron las dos principales distribuidoras que abastecen Lima Metropolitana y zonas aledañas, además de importantes activos de generación hidroeléctrica y, en menor escala, eólica y solar. China, por tanto, no es un actor marginal en el sistema eléctrico peruano, sino que tiene una presencia considerable precisamente en una infraestructura que será decisiva para cualquier transición futura.

Allí aparece la paradoja que interesa a este estudio. A pesar de la capacidad tecnológica y financiera de China, de su creciente presencia en el sistema eléctrico peruano y de más de una década de declaraciones bilaterales a favor de la cooperación en energías limpias, las empresas chinas han participado relativamente poco en el desarrollo de nueva capacidad solar y eólica en el Perú. Su expansión se ha producido principalmente mediante la adquisición de activos ya existentes —sobre todo en distribución e hidroelectricidad— y no mediante proyectos renovables nuevos. ¿Por qué la relación entre China y el Perú ha seguido esta trayectoria? ¿Y qué nos dice este patrón sobre las posibilidades y límites de la transición energética peruana?

La presencia china en el sector energético peruano tiene, en efecto, un perfil preciso. Tras una trayectoria importante en hidrocarburos desde inicios de los años noventa, su peso se ha desplazado en años recientes hacia el subsector eléctrico y se concentra especialmente en dos grandes empresas estatales. China Three Gorges, a través de China Yangtze Power, adquirió Luz del Sur en 2019, mientras que China Southern Power Grid International adquirió Enel Distribución Perú —hoy Pluz Energía— entre 2023 y 2024. Sus filiales participan además en generación hidroeléctrica y, de forma más reciente y acotada, en parques eólicos y solares (CECHAP, 2025). Su entrada ha ocurrido

3 Los autores agradecen a Kehan Wang, Roger Merino, Daniel de la Torre Ugarte, César Carrera y Humberto Campodónico por sus excelentes comentarios y sugerencias. Sus aportes contribuyeron significativamente a mejorar este trabajo, aunque cualquier error u omisión que subsista es responsabilidad de los autores.

principalmente mediante la compra de activos ya operativos y no por el desarrollo de proyectos nuevos. De ahí que este trabajo examine la relación entre China y la transición peruana desde el subsector eléctrico, no porque la transición se agote en él sino porque allí convergen el rezago en el desarrollo de renovables no convencionales y la creciente presencia del actor cuyo papel buscamos evaluar.

Nuestro argumento se desarrolla en tres pasos. Primero, sostenemos que el limitado avance de las energías renovables no convencionales en el Perú no responde principalmente a la falta de recursos, capital o tecnología. Se debe principalmente a factores institucionales y económicos que estructuran los incentivos de inversión: la interrupción del principal mecanismo de contratación de nueva capacidad renovable, una valoración regulatoria de la potencia firme que subestima el aporte solar, cuellos de botella en transmisión, permisos prolongados y un entorno de sobreoferta. Estos factores son, en parte, legado de decisiones tomadas en el pasado y se sostienen sobre una configuración de intereses que favorece a los activos ya instalados. Segundo, la ausencia de un liderazgo político comprometido y sostenido agudiza esa situación, convirtiendo compromisos climáticos formales en declaraciones sin una hoja de ruta operativa. Tercero, este contexto ayuda a explicar la aparente paradoja de la presencia china. Pese a su capacidad financiera y tecnológica y a los compromisos bilaterales de cooperación en energía limpia, las empresas y bancos chinos no han actuado en el Perú como motores de la transición energética, pero tampoco encontramos evidencia de que constituyan un obstáculo particular. Su comportamiento ha respondido principalmente a las oportunidades y riesgos creados por el propio mercado peruano: en ese sentido, la inversión china refleja el sistema más de lo que lo transforma.

Este documento forma parte de una serie de estudios producidos por una iniciativa colaborativa entre el Centro de Estudios sobre China y Asia-Pacífico (CECHAP) de la Universidad del Pacífico, el Global Development Policy Center de la Universidad de Boston y colegas de la Universidad de Pekín, FLACSO Argentina, la Pontificia Universidad Católica de Chile y la Pontificia Universidad Javeriana de Bogotá. Bajo el título *Capitalizar la nueva economía climática en las Américas*, la iniciativa analiza cómo la región puede insertarse de manera más estratégica en la nueva economía política de la transición climática (CECHAP, 2026a). El proyecto parte de una premisa fundamental: América Latina no debe ser vista únicamente como una fuente de minerales o un destino pasivo de inversión extranjera, sino como una región con capacidad para influir en la distribución de los costos y beneficios de la transición energética y construir una transición propia que amplíe el acceso a energía limpia.

En esa línea, adoptamos el concepto de transición energética justa desarrollado en el marco de este proyecto. Esta requiere avanzar en tres dimensiones: una adecuada gobernanza socioambiental de los recursos y proyectos de transición; el desarrollo de capacidades productivas y de valor agregado vinculadas a tecnologías bajas en carbono; y una distribución amplia y equitativa de los beneficios de la transición energética (Radomski, Ray, Sanborn y Serrano, 2026). La primera de estas dimensiones —la gobernanza socioambiental— es particularmente crítica en el contexto peruano: sin marcos institucionales que hagan cumplir las normas, garanticen una participación ciudadana efectiva y gobiernen la inversión extranjera, una transición técnica difícilmente se convierte en una transición justa. Este eje se analiza con mayor detalle en el documento de trabajo complementario de Roger Merino sobre gobernanza socioambiental e inversiones chinas en el Perú (Merino, 2026).

El documento se organiza en cuatro secciones. La Sección I presenta brevemente la trayectoria energética y eléctrica del Perú, destacando tanto sus avances hacia formas de energía más limpias y asequibles como los factores que han frenado el proceso, incluidos el legado de las reformas liberales de los años noventa y la apuesta por el gas natural desde inicios de los 2000. La Sección II examina con mayor detalle los incentivos y barreras que han condicionado el despliegue de las energías renovables no convencionales. La Sección III analiza el patrón de inversión china en el subsector eléctrico y los factores que ayudan a explicarlo. La Sección IV presenta las principales conclusiones y recomendaciones.

Este trabajo fue preparado sobre la base de una diversidad de fuentes primarias y secundarias, incluyendo información oficial del Ministerio de Energía y Minas (MINEM), el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES), el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin), el Ministerio del Ambiente (MINAM) y el Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual (INDECOPI), además de literatura especializada y nueve entrevistas semiestructuradas a funcionarios públicos, representantes de empresas y otros especialistas, listados en el Anexo 1.

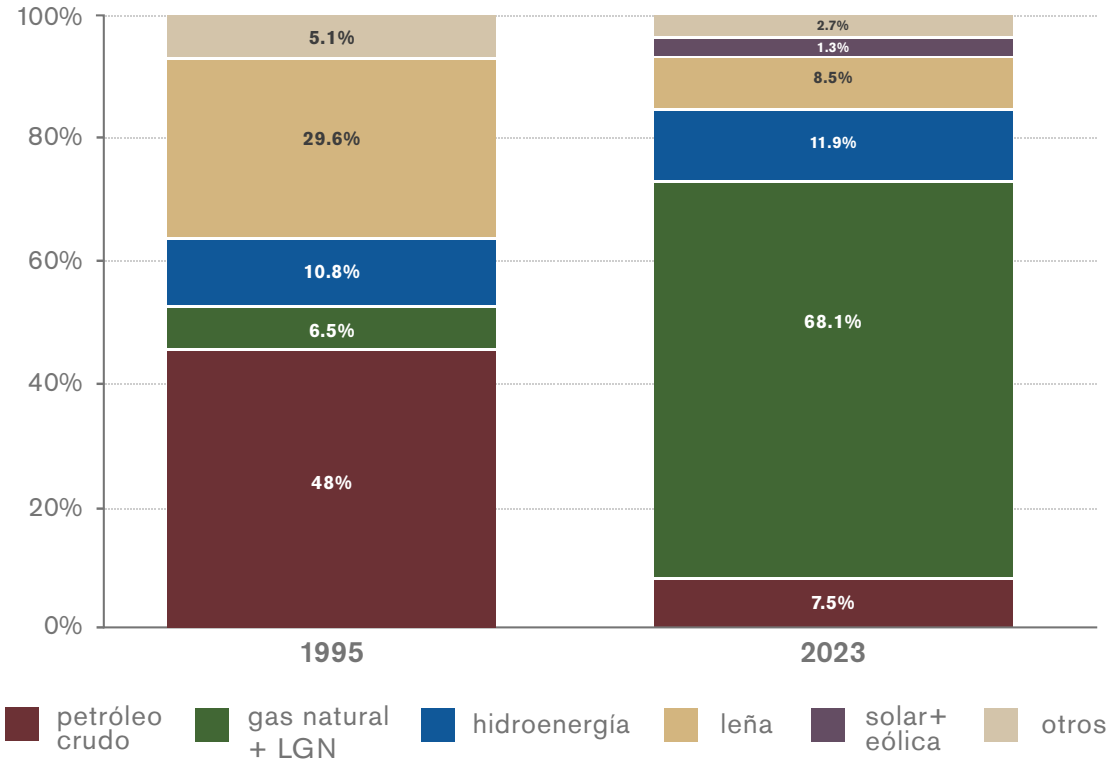
1. El sistema energético peruano: una transición incompleta

El Perú ha experimentado una transición energética importante, pero incompleta. Para entender su alcance conviene distinguir desde el inicio entre el sistema energético en su conjunto y el subsector eléctrico, que constituye el foco principal de este estudio.

El sistema energético comprende el conjunto de fuentes, procesos y usos de energía en la economía: petróleo y sus derivados, gas natural, carbón, leña, electricidad y fuentes renovables, entre otros. Incluye su producción, transformación, transporte, almacenamiento y consumo final en actividades como el transporte, la industria y los hogares. El sistema eléctrico es un componente de ese sistema más amplio y comprende específicamente la generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad. Esta distinción es importante porque ambos han seguido trayectorias diferentes: mientras el sistema energético peruano continúa dependiendo ampliamente de combustibles fósiles, la electricidad parte de una matriz relativamente baja en carbono por el peso histórico de la hidroelectricidad, pero con una incorporación todavía limitada de energía solar y eólica.

En 1995, el petróleo crudo representaba el 48% de la producción energética nacional, la leña alcanzaba 29,6%, la hidroenergía 10,8% y el gas natural apenas 6,5%. Por el lado de la energía secundaria —aquella que resulta de procesos de transformación de las fuentes primarias—, más del 80% provenía de derivados del petróleo (CEPAL, 1998; MINEM, 2025d). En menos de treinta años, en 2023, la matriz energética peruana, medida sobre esa misma serie de producción interna de energía primaria (ver Gráfico 1), estaba dominada por el gas natural y los líquidos de gas natural (68,1%), seguidos a distancia por la hidroenergía (11,9%), la leña (8,5%) y el petróleo crudo (7,5%), mientras que la energía solar y la eólica reunían en conjunto apenas 1,3% (MINEM, 2025d). Estos datos muestran que el cambio no ocurrió solo en el sistema eléctrico: la sustitución parcial del petróleo por gas natural modificó el sistema energético más amplio, aunque sin desplazar los combustibles fósiles de los usos finales.

Gráfico 1. Evolución de la matriz energética peruana (1995-2023)[4]



Fuente: CEPAL (1998) y MINEM (2025d). Elaboración propia.

4 El Gráfico 1 muestra la producción interna de energía primaria, no la matriz eléctrica ni el consumo de energía secundaria. Por ello, los derivados del petróleo —diésel, gasolinas, GLP o fuel oil— no aparecen como categoría propia, pues resultan de procesos de transformación del petróleo crudo u otros insumos energéticos.

Lo que ha ocurrido, en mayor medida, es una transición de un combustible fósil a otro: del petróleo al gas natural. La entrada en operación del proyecto Camisea en 2004 marcó el hito decisivo. El gas redujo costos, desplazó derivados del petróleo tanto en generación eléctrica como en usos industriales y de transporte, y permitió reducir ciertas emisiones locales (Osinergmin, 2021; Entrevista 2, 2025). Pero Camisea también creó una nueva dependencia fósil, consolidando intereses, contratos y reglas alrededor del gas que condicionan la entrada posterior de nuevas tecnologías renovables (Durand, 2016; Entrevista 2, 2025). Además, el papel de Camisea como combustible de transición es limitado: mientras el Lote 88 abastece prioritariamente el mercado interno, la producción de los Lotes 56 y 57 se destina a la exportación como GNL a través de la infraestructura de Perú LNG. En el segundo trimestre de 2024, cerca de 47% del gas transportado desde Camisea tuvo ese destino, en lugar de sustituir internamente combustibles más intensivos en emisiones (Osinergmin, 2024b; Hunt Oil Company, 2026; MINEM, 2025h).

En el plano del petróleo, el panorama es también problemático. Perú depende hoy de importaciones para cubrir una parte sustantiva de su demanda de combustibles líquidos —en particular, una elevada proporción de la demanda nacional de diésel— y su producción nacional continúa en declive[5] (Instituto Peruano de Economía, 2025; MINEM, 2025b; PERÚPETRO, 2020). La presencia china en hidrocarburos, que llegó a ser significativa a través de la China National Petroleum Corporation (CNPC), tuvo sus orígenes en las operaciones de SAPET en Talara a inicios de la década de 1990 y posteriormente se expandió hacia activos como los Lotes VII, X y 58. Sin embargo, desde 2020 CNPC ha venido desinvirtiendo gradualmente en el país y actualmente solo mantiene el Lote 58, de gas natural en la Amazonía, que aún no ha iniciado su desarrollo comercial (Linares & Saavedra, 2019; CNPC, 2017; PERÚPETRO, 2023a, 2023b; Entrevista 2, 2025)[6]. Este retiro gradual del sector de hidrocarburos contrasta con la creciente presencia de empresas chinas en el subsector eléctrico, donde pasaron a ocupar una posición más estratégica, como veremos en Sección III.

La creciente importancia del gas natural dentro de la matriz energética no equivale a una mejora homogénea de las condiciones de acceso y uso de la energía. Cuando el análisis pasa de la matriz nacional a las condiciones de los hogares, la transición incompleta aparece de otra manera: no solo como persistente dependencia de combustibles fósiles, sino también como desigualdad en el acceso efectivo a servicios energéticos modernos, confiables y asequibles.

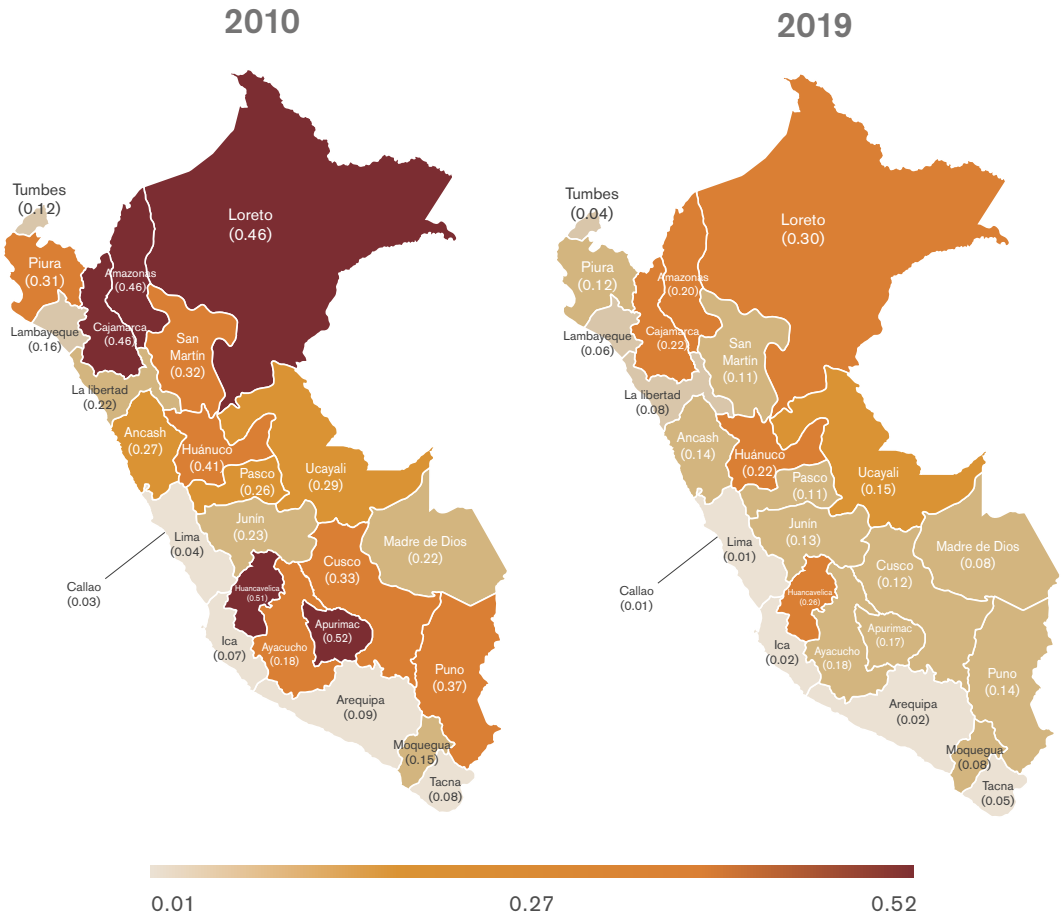
Este aspecto es central para una transición energética justa. La pobreza energética no debe entenderse únicamente como ausencia de conexión eléctrica. Incluye también la dependencia de combustibles contaminantes para cocinar y, aun entre hogares formalmente conectados, problemas de continuidad, calidad y asequibilidad del servicio. Sustituir la leña, la bosta o el carbón por gas natural o GLP —combustibles relativamente más limpios— representa un avance importante (Macroconsult, 2024), pero no basta si los hogares siguen enfrentando electricidad intermitente, de baja calidad o demasiado costosa para cubrir adecuadamente sus necesidades. El Índice de Pobreza Energética Multidimensional (MEPI) muestra que, pese a una reducción nacional entre 2010 y 2019, las privaciones energéticas continuaban concentrándose territorialmente. En 2019, Loreto registraba el nivel más alto del país, mientras gran parte de la Amazonía y de la sierra seguían presentando los mayores rezagos relativos (Vásquez Baca et al., 2023) (ver Mapa 1). El contraste resulta particularmente significativo en Loreto: pese a ser una de las principales regiones productoras de petróleo, se encuentra entre aquellas con menor acceso a los beneficios energéticos asociados a dicha actividad (PERUPETRO, 2020).

El MEPI no tiene una actualización posterior a 2019, por lo que no es directamente comparable con datos más recientes. Como punto de referencia, en 2024 los datos oficiales indicaban que el 96,5% de la población peruana contaba con energía eléctrica por red pública, aunque persistían brechas importantes entre las áreas urbanas y rurales (INEI, 2026). Una aproximación complementaria a las condiciones efectivas del servicio proviene del Tablero de Control de Pobreza Multidimensional del INEI. Su dimensión Energía incluye dos indicadores: acceso eléctrico inexistente o inadecuado, y uso de combustibles sólidos contaminantes para cocinar. El primero no mide únicamente la falta de conexión: incluye también a quienes, teniendo acceso, experimentaron interrupciones del servicio por razones distintas al pago. Bajo esta definición más amplia, en 2024 el indicador alcanzó al 45,2% de la población. El segundo, referido al uso de combustibles sólidos contaminantes para cocinar, alcanzó al 43,9% (INEI, 2025) (ver Gráfico 2). Aunque estas mediciones emplean una metodología distinta y no son comparables directamente con el MEPI, en conjunto muestran que una elevada cobertura eléctrica puede coexistir con problemas de continuidad y calidad del servicio y con formas de uso de la energía que siguen siendo relevantes desde una perspectiva de pobreza energética.

5 Ese declive tiene una causa directa: la exploración se contrajo hasta casi desaparecer, con los contratos de exploración pasando de 41 en 2015 a 5 en 2024 y un índice de reposición de reservas negativo desde 2013 (MINEM, 2026c).

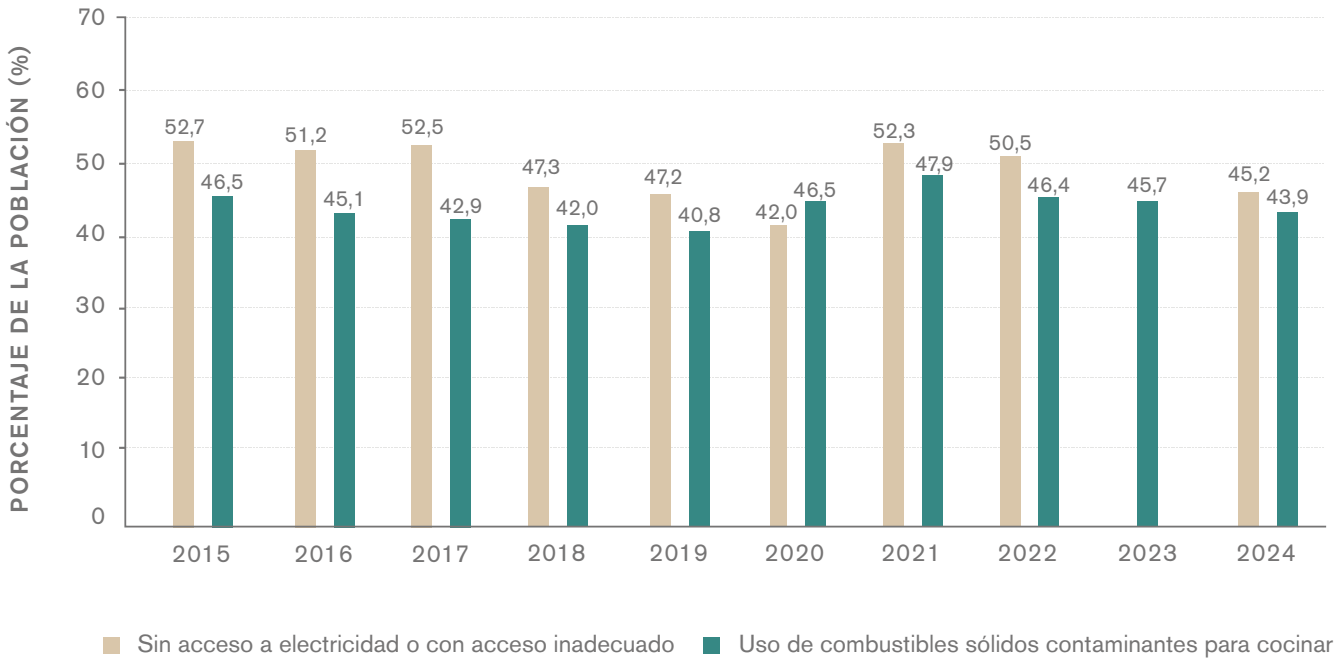
6 Las empresas chinas ingresaron a los hidrocarburos peruanos comprando campos ya descubiertos y en operación, sin invertir en exploración para hallar nuevos yacimientos (Entrevista 2, 2025).

Mapa 1. Índice de Pobreza Energética Multidimensional (MEPI) por departamento, Perú, 2010 y 2019



Fuente: Vásquez Baca et al. (2023) en base a ENAHO-INEI (2010-2019). Elaboración propia.

Gráfico 2. Población con privaciones en la dimensión *Energía* de la pobreza multidimensional, Perú, 2015-2024 (%)



Fuente: INEI (2025). Elaboración propia.

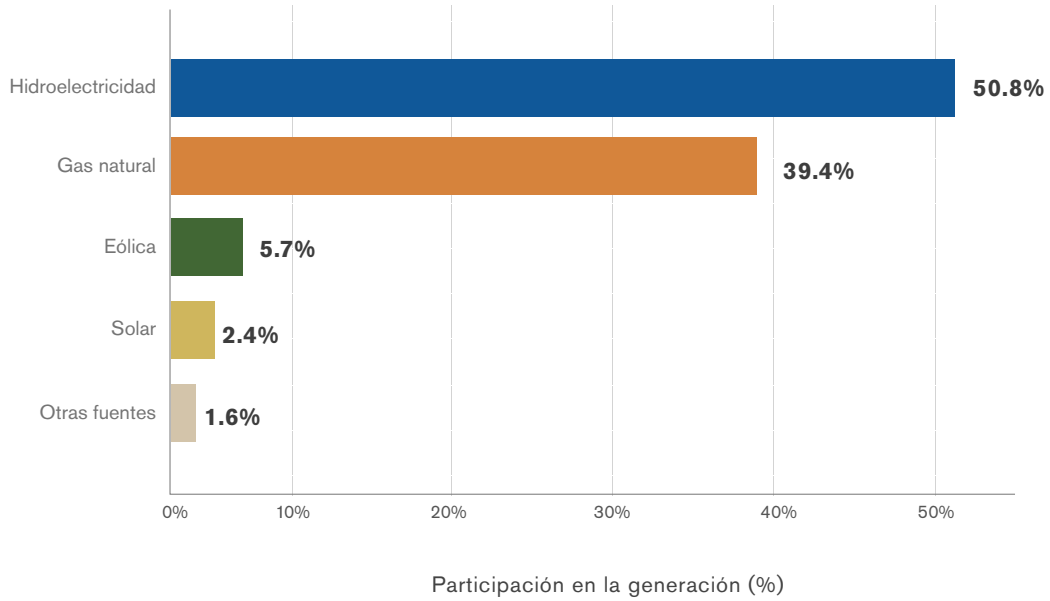
Una transición energética justa debería asegurar un acceso energético capaz de sostener condiciones básicas de vida: no solo cocinar sin exposición a combustibles dañinos, sino también contar con electricidad continua, suficiente y asequible para refrigeración, comunicación, estudio, seguridad y pequeños usos productivos (INEI, 2025; Vásquez Baca et al., 2023). En este sentido, la evidencia sobre pobreza energética sugiere que el acceso formal a una conexión no debe confundirse con acceso efectivo. La expansión de combustibles más limpios para la cocción y el acceso a un servicio eléctrico confiable y asequible son dimensiones complementarias, no sustituibles, de una transición justa.

Hasta aquí hemos considerado la transición energética en su sentido más amplio, porque tanto la sustitución de combustibles como el acceso de los hogares forman parte de una transición justa. A partir de aquí, el análisis se concentra principalmente en el subsector eléctrico. Esta delimitación responde al objeto del estudio: es allí donde se ha concentrado la inversión china más reciente, donde se observa con mayor claridad el rezago de las energías renovables no convencionales y donde las decisiones regulatorias examinadas en las siguientes secciones tienen sus efectos más directos. Los hidrocarburos seguirán siendo relevantes en la medida en que explican la trayectoria energética peruana, la dependencia del gas y la propia evolución de la presencia china en el país.

1.1. La matriz eléctrica peruana hoy: composición, ubicación y acceso

Al pasar al subsector eléctrico, el punto de partida es una matriz relativamente baja en carbono por el peso de la hidroelectricidad, pero todavía muy dependiente del gas natural y con una participación reducida de las RER no convencionales. Medida como participación en la generación eléctrica y promediada entre 2023 y 2025 para controlar la variabilidad hidrológica, la matriz se compone de hidroelectricidad (50,8%), gas natural (39,4%), energía eólica (5,7%), solar (2,4%) y otras fuentes (1,6%) (COES, 2026; ver Gráfico 3). La eólica y la solar reúnen así 8,1% de la generación en ese trienio y han superado cerca del 10% en los cortes más recientes. Pese a su crecimiento, siguen desempeñando un papel secundario frente a la hidroelectricidad y, sobre todo, al gas natural (Expreso, 2026).

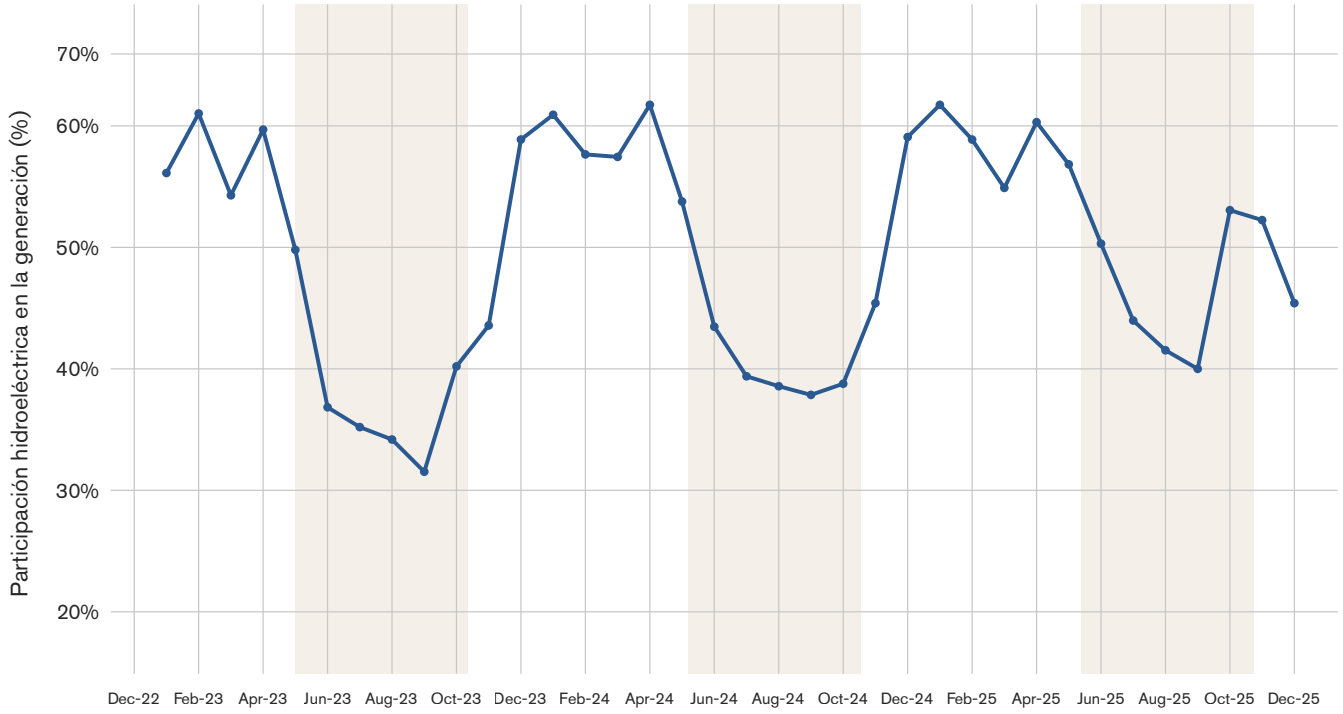
Gráfico 3. Matriz eléctrica del Perú: composición promedio 2023-2025



Fuente: COES (2026). Elaboración propia.

Y ese promedio no describe cómo opera el sistema mes a mes. Entre 2023 y 2025 la participación hidroeléctrica osciló entre 31% y 63% de la generación mensual, con los mínimos concentrados en el estiaje —el periodo de menor nivel o caudal de agua— de mayo a setiembre; la diferencia fue cubierta principalmente por generación térmica a gas natural (COES, 2026; ver Gráfico 4). En la práctica, por tanto, la matriz eléctrica se vuelve mucho más gasífera durante la temporada seca. Esta estacionalidad tiene dos consecuencias: cualquier caracterización de su composición depende del periodo sobre el que se mida, y la exposición al suministro de gas aumenta precisamente cuando el margen hidroeléctrico es menor.

Gráfico 4. Participación mensual de la hidroelectricidad, 2023-2025

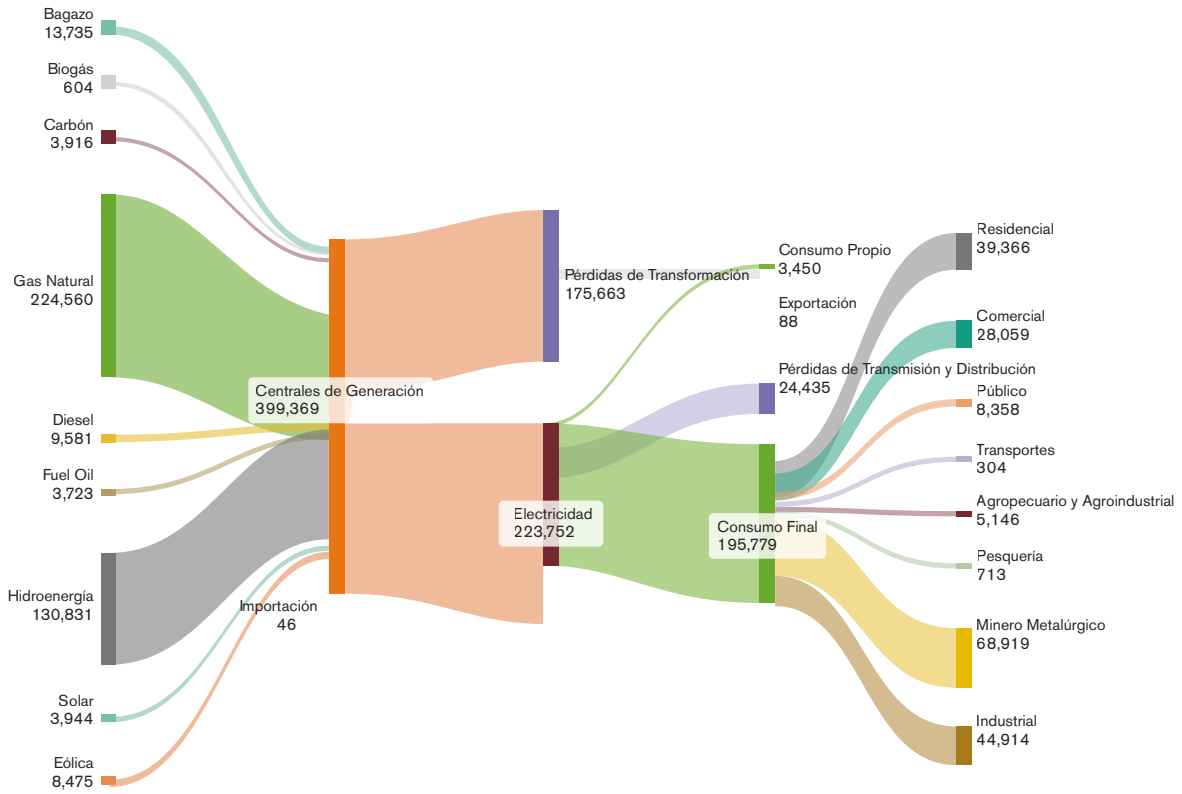


Fuente: COES (2026). Elaboración propia.

La estructura del parque de generación confirma ese patrón (ver Mapa 2). Hacia 2023, el sistema eléctrico peruano registraba 499 centrales: 56,5% operaban en el mercado eléctrico y 43,5% correspondían a uso propio. En número de unidades predominaban las centrales térmicas (56,7%; 283 unidades) e hidroeléctricas (38,1%; 190 unidades), mientras que las RER no convencionales sumaban 15 centrales solares y 11 eólicas, todas integradas al mercado eléctrico (MINEM, 2024b; 2025d). El contraste entre ese conteo y su participación en la generación, ya reportada, describe la forma del parque: la expansión renovable no convencional se ha concentrado en pocas plantas de gran escala, mientras el parque térmico reúne muchas unidades pequeñas, buena parte de ellas de uso propio.

Por el lado de la demanda (ver Gráfico 5), el principal consumidor de electricidad es el sector minero-metalúrgico (36%), seguido por otros sectores industriales (23%), el residencial (20%) y el comercial (14%). El transporte representa apenas el 0,2% del consumo eléctrico nacional (MINEM, 2025d), lo que evidencia que su electrificación continúa siendo marginal. Esta concentración de la demanda en grandes consumidores industriales y mineros tiene implicancias importantes para la transición energética. Los contratos de suministro de largo plazo con estos sectores podrían convertirse en una palanca para financiar nueva capacidad renovable, siempre que el marco regulatorio genere señales e incentivos adecuados.

Gráfico 5: Flujo de energía en el sector eléctrico del Perú: fuentes, transformación y consumo final, 2023 (TJ)[7]



Fuente: MINEM (2025d).

La distribución territorial de la infraestructura resulta igualmente relevante para comprender las oportunidades y limitaciones del desarrollo renovable. Como muestra el Mapa 2, de las instalaciones de transmisión registradas, 54% se ubica en la sierra, 40% en la costa y apenas 5% en la selva (MINEM, 2024b). Ese reparto indica dónde se ha extendido la red y dónde persisten vacíos importantes. La geografía de la transmisión condiciona tanto la conexión de nuevos proyectos renovables como la posibilidad de brindar un servicio eléctrico adecuado a poblaciones alejadas.

Disponer de infraestructura cercana no equivale necesariamente a contar con acceso efectivo a la electricidad. En zonas altoandinas, donde se concentra buena parte de la red de transmisión, numerosas familias y comunidades enfrentan dificultades de calidad, continuidad y costo del servicio. Por ello, las elevadas tasas oficiales de electrificación deben complementarse con indicadores de calidad y continuidad del servicio, pues estar formalmente conectado a la red no garantiza que la electricidad sea suficientemente confiable o asequible para satisfacer las necesidades cotidianas de los hogares.

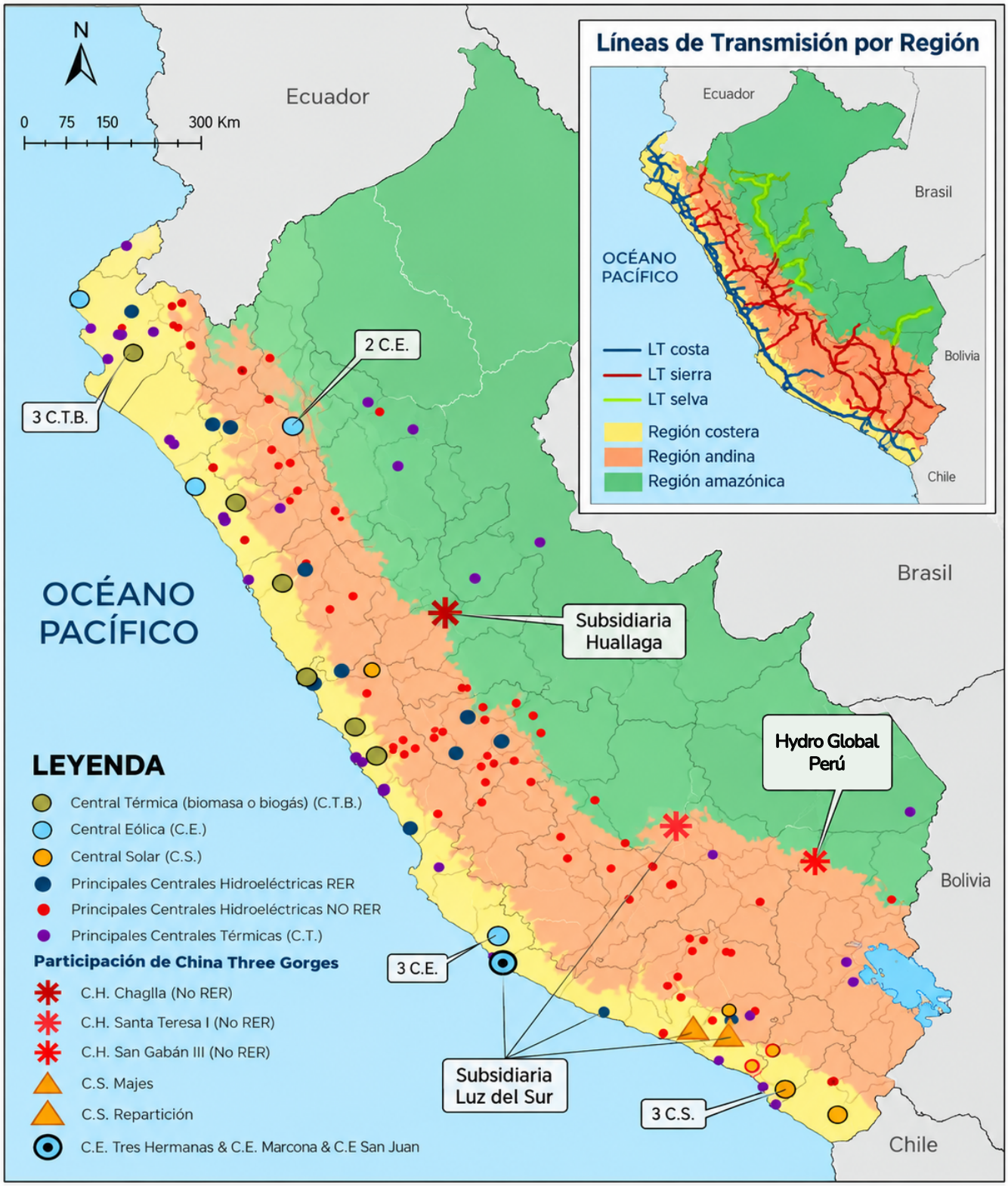
En la Amazonía, donde el Índice de Pobreza Energética Multidimensional (Mapa 1) alcanza los niveles más altos del país, los desafíos son distintos pero igualmente significativos. La menor cobertura de red coexiste con una fuerte dependencia de sistemas aislados y generación a diésel, una fuente costosa, contaminante y dependiente de combustibles importados (Entrevista 1, 2025). Los programas de electrificación rural mediante sistemas fotovoltaicos autónomos impulsados por el FISE han permitido ampliar la cobertura en comunidades dispersas; sin embargo, su sostenibilidad depende del mantenimiento, la reposición de equipos y la capacidad local de gestión. En este contexto, el acceso energético no puede medirse únicamente por la instalación inicial de infraestructura, sino también por la continuidad y calidad del servicio que efectivamente reciben los hogares.

Estas privaciones tampoco son exclusivamente rurales. En ciudades intermedias y en asentamientos periféricos de Lima, muchos hogares de bajos ingresos cuentan con conexión eléctrica formal, pero enfrentan tarifas que representan una carga importante sobre sus ingresos, instalaciones domiciliarias precarias y dependencia del GLP envasado —más caro y volátil que el gas por red— para cocinar. En estos casos, la pobreza energética urbana se expresa menos como ausencia de conexión que como restricción en el uso. La energía existe, pero su costo o calidad limita la posibilidad de utilizarla plenamente para cubrir necesidades básicas y mejorar el bienestar del hogar.

En conjunto, este panorama delimita varios condicionantes estructurales del subsector eléctrico peruano. Tiene una oferta todavía dominada por la hidroelectricidad y el gas natural, una infraestructura de transmisión con fuertes asimetrías territoriales, un sistema de transporte de gas sin rutas alternativas y persistentes brechas entre acceso formal y acceso efectivo a la energía. Vale detenerse en el transporte de gas, porque el documento se inicia precisamente con esta vulnerabilidad. El corredor que une Camisea con la costa peruana constituye un punto crítico del sistema. Una interrupción importante puede afectar simultáneamente la generación eléctrica, la industria, el transporte y otros usos del gas. La crisis de marzo de 2026 mostró con claridad cómo una debilidad del sistema energético más amplio puede trasladarse rápidamente al subsector eléctrico.

7 Este diagrama muestra cuánta electricidad consume cada sector a lo largo del año (energía en TJ).

Mapa 2. Distribución territorial de principales centrales eléctricas en el Perú (2025)



Fuente: MINEM (2024a, 2025d). Elaboración propia.

1.2. El subsector eléctrico peruano: reforma y legados

La configuración actual del subsector eléctrico es resultado, en buena parte, de las reformas liberales realizadas durante el gobierno de Alberto Fujimori en los años noventa. La Ley de Concesiones Eléctricas de 1992 y las privatizaciones de empresas eléctricas estatales establecieron un modelo de mercado que introdujo competencia en la generación y mantuvo la transmisión y la distribución como monopolios regulados. El Estado dejó de ser el operador dominante e integrador vertical del sistema y pasó a desempeñar principalmente funciones de regulación, planificación y supervisión.

Sin embargo, la privatización no fue total y su alcance varió considerablemente según el segmento. Fue más profunda en generación, aunque la empresa estatal Electroperú conservó el Complejo Hidroeléctrico del Mantaro, la mayor infraestructura de generación eléctrica del país, que aporta alrededor de 13% de la electricidad nacional. En transmisión, la participación privada avanzó principalmente mediante concesiones. En distribución, Lima quedó en manos privadas, mientras numerosas empresas regionales permanecieron bajo propiedad estatal.

Diversos diagnósticos han señalado que varias empresas públicas de distribución enfrentan restricciones de inversión y gestión en la modernización de sus redes, factores que dificultan la mejora de la calidad del servicio y su adaptación a un sistema eléctrico con una mayor presencia de fuentes renovables (Ter-Minassian, 2018). La continuidad de estas empresas bajo propiedad estatal responde tanto a factores económicos como políticos. Muchas atienden regiones de menor densidad poblacional y rentabilidad, poco atractivas para la inversión privada, mientras que los intentos de retomar las privatizaciones después del gobierno de Fujimori enfrentaron una fuerte resistencia política, como ocurrió en Arequipa con protestas contra la privatización bajo el gobierno de Alejandro Toledo en 2002 (Arce, 2008). Esta configuración ayuda a explicar por qué persisten brechas de calidad y acceso efectivo precisamente fuera de los mercados urbanos más atractivos.

El resultado es un sistema híbrido: la generación y la distribución de Lima son mayoritariamente privadas, mientras la distribución rural y la de buena parte de las ciudades del interior permanece en manos de empresas públicas. Esa división refleja tanto las decisiones de reforma como la economía territorial del servicio eléctrico: donde la densidad de consumo no permite cubrir fácilmente el costo de la red, la inversión privada tiene pocos incentivos para ingresar. El problema, por tanto, no se reduce a quién es el propietario, sino a las condiciones financieras, regulatorias y de gestión bajo las cuales operan esas empresas y a la capacidad del Estado para garantizar un servicio adecuado en territorios menos rentables.

La incorporación de las energías renovables no convencionales se desarrolló sobre este marco legal e institucional previamente consolidado. La Ley de Concesiones Eléctricas de 1992 estableció las bases de un sistema abierto a la inversión privada y organizado en torno a generación, transmisión y distribución, mientras que la Ley N.° 28832 de 2006 fortaleció los mecanismos de planificación e inversión. Sobre esa estructura se creó posteriormente el régimen específico de promoción de RER, que introdujo subastas para contratar nueva capacidad renovable y reducir el riesgo de entrada de tecnologías todavía incipientes en el mercado peruano.

Las subastas funcionaron entre 2009 y 2015 y permitieron el desarrollo de los primeros proyectos eólicos, solares y de biomasa a escala comercial. Como se examina con mayor detalle en la Sección II, este primer ciclo de expansión de la energía solar y eólica fue protagonizado principalmente por empresas europeas y estadounidenses que ingresaron bajo contratos de largo plazo adjudicados mediante las subastas RER (Osinergmin, 2017). La expansión del gas natural y las subastas RER coexistieron así durante casi una década, compitiendo por el mismo espacio de crecimiento del sistema. Mientras las subastas adjudicaban nuevos proyectos renovables con demanda asegurada, el gas ampliaba capacidad sin necesidad de instrumentos promocionales, respaldado por activos despachables y combustible a precios regulados. Cuando las subastas se interrumpieron, esa competencia quedó resuelta con un ganador claro: el gas natural consolidó su posición dominante dentro de la matriz eléctrica peruana, mientras las renovables no convencionales quedaron sin su principal canal de entrada. El propio Decreto Legislativo 1002 de 2008 da la medida de cuán poco vinculante fue esa política: su artículo 11 encargó al Ministerio de Energía y Minas un Plan Nacional de Energías Renovables en el plazo de un año, y ese plan nunca se aprobó (DL 1002, 2008; MINEM, 2025c). Que faltara el instrumento de planificación que la propia norma promotora ordenaba indica que el régimen se concibió como una adjudicación puntual y no como una trayectoria sostenida.

Esta situación continúa moldeando la política energética peruana. En años recientes han resurgido propuestas para ampliar la exploración y explotación de gas natural como respuesta a preocupaciones sobre seguridad energética y abastecimiento, incluyendo el Proyecto de Ley N.° 14288/2025-CR, que declara de interés estratégico el desarrollo de la denominada cuenca gasífera de Madre de Dios —que comprende territorios de Madre de Dios, Cusco y Puno— y contempla actividades incluso en áreas naturales protegidas y en reservas territoriales creadas para pueblos indígenas en aislamiento voluntario y contacto inicial, bajo determinadas condiciones[8] (Congreso de la República del Perú, 2026; SPDA, 2026). En la misma dirección apuntó la respuesta estatal a la emergencia de marzo de 2026: antes que acelerar la diversificación renovable, las medidas y anuncios oficiales priorizaron asegurar el suministro de gas natural, desde las acciones inmediatas de contingencia hasta el impulso posterior a nueva infraestructura y masificación gasífera (MINEM, 2026a; Energiminas, 2026). El episodio ilustra el mecanismo de dependencia de trayectoria; incluso un shock que expone los costos de apostar por un solo combustible terminó procesándose como argumento para profundizar esa apuesta.

Estas iniciativas y respuestas evidencian que las decisiones sobre el futuro de la matriz energética peruana siguen siendo opciones políticas e institucionales, no resultados puramente técnicos o económicos. En ellas se confrontan objetivos de seguridad energética, crecimiento, protección ambiental y derechos territoriales. Las alternativas son identificables: sostener el gas natural como eje de la seguridad energética, reactivar y perfeccionar mecanismos de contratación que faciliten nueva capacidad renovable, ampliar la transmisión y, al mismo tiempo, garantizar que la transición mejore el acceso efectivo y la calidad del servicio. La siguiente sección examina con mayor detalle por qué, pese al potencial renovable del país, esas decisiones no han producido hasta ahora un despliegue sostenido de RER no convencionales.

8 En junio de 2026, el propio Ministerio del Ambiente emitió opinión desfavorable sobre la iniciativa, al considerarla contraria al régimen de protección de las áreas naturales protegidas y al principio de no regresión ambiental (MINAM, 2026).

2. Entre dicho y hecho: determinantes del despliegue de RER

Para entender por qué los Recursos Energéticos Renovables (RER) no convencionales han avanzado con tanta lentitud en el Perú, es necesario partir de una aparente contradicción entre los compromisos asumidos y los incentivos que operan en la práctica. Desde 2010, la Política Energética Nacional 2010–2040 planteó objetivos de diversificación de la matriz, acceso universal, eficiencia energética y fortalecimiento institucional. Sin embargo, no llegó a funcionar como una hoja de ruta vinculante con metas intermedias, instrumentos de implementación y mecanismos de seguimiento. El Decreto Legislativo N.° 1002 de 2008 había ordenado además la elaboración de un Plan Nacional de Energías Renovables; más de quince años después, ese plan aún no había sido aprobado (MINEM, 2010; 2025c).

A esta agenda nacional se suman compromisos internacionales tempranos y relativamente ambiciosos. El Perú firmó el Acuerdo de París junto con más de 170 países en abril de 2016 y, en julio de ese año, se convirtió en el primer país de Hispanoamérica en ratificarlo. Desde entonces ha articulado sus compromisos climáticos mediante las Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDC), la Ley Marco sobre Cambio Climático y el objetivo de alcanzar emisiones netas cero hacia 2050. El Decreto Supremo N.° 003-2022-MINAM reforzó esa orientación al declarar de interés nacional la emergencia climática y establecer como referencia que las RER no convencionales alcancen el 20% de la matriz de generación eléctrica hacia 2030 (MINAM, 2016a; 2022). Sin embargo, Climate Action Tracker continúa evaluando la ambición climática peruana como insuficiente (Climate Action Tracker, 2025).

La distancia entre esos compromisos y los resultados observados sigue siendo considerable. En 2024, la generación RER no convencional alcanzó 5.777 GWh, equivalentes a aproximadamente el 9,1% de la producción nacional de electricidad (63.565 GWh). Aunque ello representó un crecimiento de 47% respecto de 2023, todavía se encontraba 10,9 puntos porcentuales por debajo de la referencia de 20% planteada para 2030. En términos simples, alcanzar ese nivel exigiría más que duplicar la generación renovable no convencional registrada, incluso si la producción total de electricidad permaneciera constante (MINEM, 2025i). La pregunta, entonces, no es si el Perú ha formulado compromisos de transición, sino por qué estos no se han traducido en un despliegue más sostenido de nueva capacidad renovable.

¿Por qué el Perú no ha avanzado con mayor rapidez? La respuesta no radica en un único obstáculo. Hay al menos cinco factores que influyen en las decisiones de inversión y el ritmo de expansión de las RER no convencionales.

2.1. La interrupción de las subastas RER

El Decreto Legislativo N.° 1002 de 2008 creó el mecanismo que hasta ahora ha sido más eficaz para impulsar renovables: subastas con contratos de largo plazo que reducían la incertidumbre de ingresos para tecnologías intensivas en capital. Entre 2009 y 2015, cuatro rondas adjudicaron 64 proyectos por aproximadamente 1.274 MW y una inversión estimada cercana a USD 1.957 millones (Osinergmin, 2017; Vásquez & Gamio, 2018; Gamio, 2021). Entre los desarrolladores que ingresaron mediante estas subastas y contratos de largo plazo estuvieron Enel Green Power, de capital italiano; Grenergy, de origen español; y Energía Eólica S.A., subsidiaria de la estadounidense ContourGlobal. Es decir, el primer ciclo de expansión solar y eólica a escala comercial fue protagonizado principalmente por capitales europeos y estadounidenses, no chinos. En términos de energía anual comprometida, las subastas adjudicaron alrededor de 6.140 GWh/año: cerca de 2.650 GWh/año en proyectos eólicos, solares y de biomasa, y aproximadamente 3.490 GWh/año en pequeñas hidroeléctricas (ver Gráfico 6) (Osinergmin, 2016; 2017). Su importancia no radicó solo en el volumen, sino en que ofrecieron un canal competitivo, previsible y bancable para desarrollar nueva capacidad (Entrevista 6, 2025).

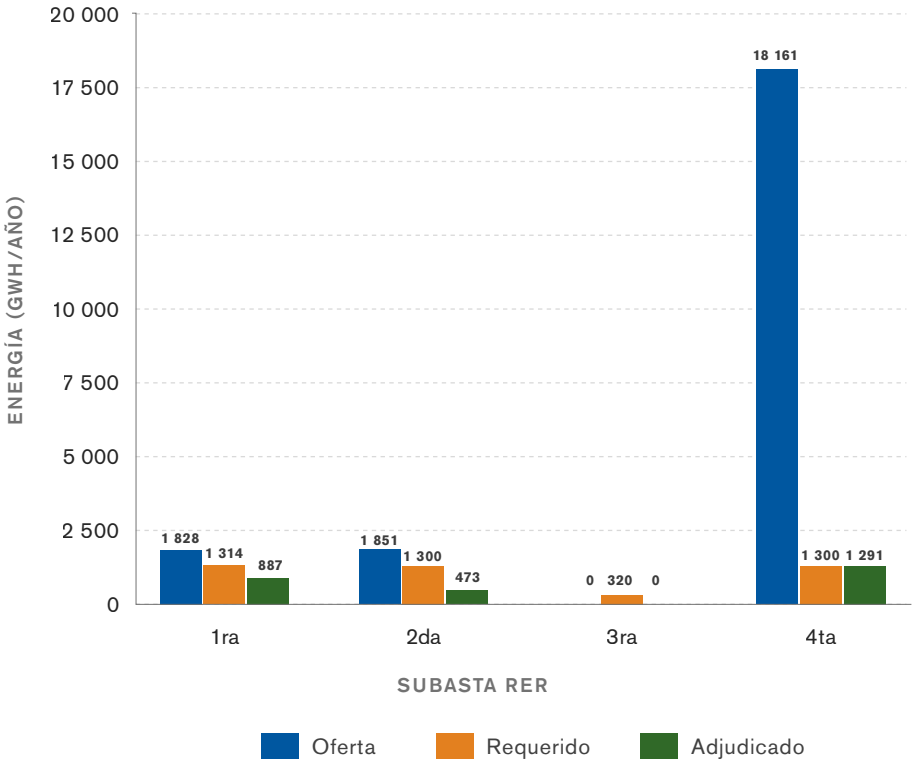
Pero desde 2015 no se han convocado nuevas subastas. La incorporación de nueva capacidad RER pasó a depender de autorizaciones, concesiones y contratos individuales (Osinergmin, 2017; OECD, 2025), un proceso más fragmentado y con mayor exposición al riesgo comercial. La sobreoferta, la menor presión de demanda y la ventaja de la infraestructura existente ayudan a explicar el contexto, pero no el desenlace por sí solos: las subastas no se suspendieron automáticamente; dejaron de convocarse. Esa decisión política e institucional modificó las condiciones bajo las cuales los nuevos proyectos renovables debían competir.

Hacia mediados de la década de 2010, la oferta eléctrica creció por encima de la demanda y redujo la urgencia de contratar nueva capacidad. En 2017, el propio MINEM sostuvo que antes de convocar nuevas subastas debía evaluar el avance de los proyectos ya adjudicados, en un contexto de exceso de oferta, presión a la baja sobre los precios de generación y debate sobre el lugar del gas natural en el sistema eléctrico (El Comercio, 2017). Buena parte de esa sobreoferta provenía de centrales a gas ya construidas y de contratos vigentes; al mismo tiempo, las RER adjudicadas empezaban a entrar en operación. El resultado fue un mercado en el que la nueva capacidad renovable dejó de contar con el mecanismo que había hecho posible su primera expansión comercial. La prima RER cubría la diferencia entre la tarifa adjudicada en subasta y el precio de mercado y aumentó de USD 144 millones en 2017 a USD 260 millones en 2019; este aumento no dependió solo del costo de las renovables, sino también de cambios regulatorios que abarataron la generación a gas y ampliaron la brecha que debía cubrir la prima (Entrevista 2, 2025; Campodónico & Carrera, 2022).

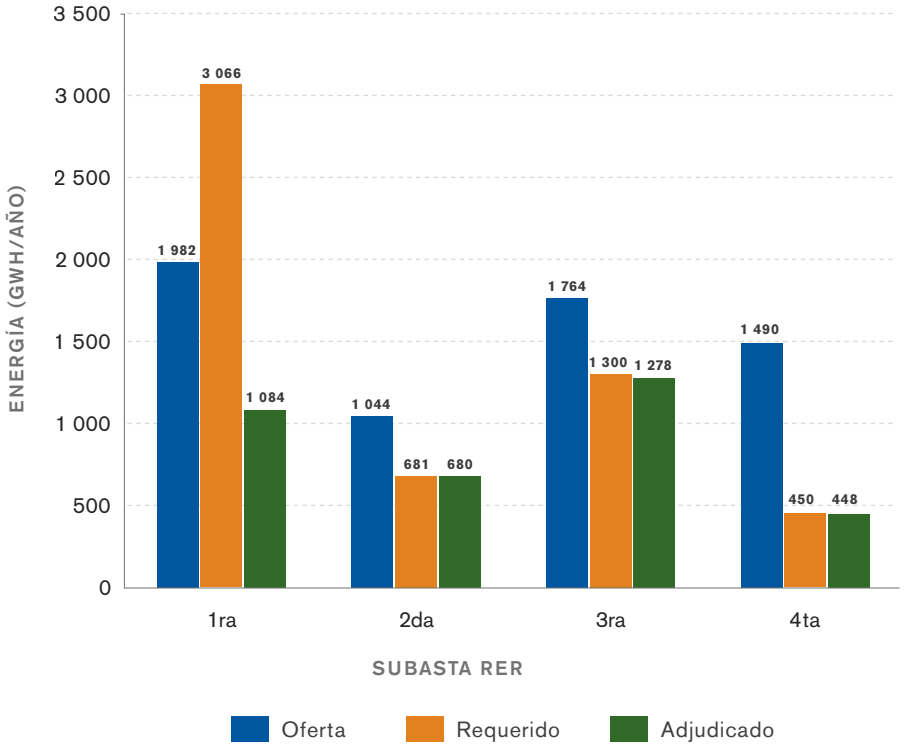
A ello se suma una cautela oficial frente a nuevas subastas o incentivos específicos para RER. Desde la Dirección General de Eficiencia Energética (DGEE) del MINEM se considera que estas tecnologías hoy pueden competir mejor que en la etapa inicial y que nuevos apoyos podrían trasladar costos a las tarifas de los usuarios (Entrevista 8, 2025). Paralelamente, el sector minero —principal consumidor eléctrico del país— viene contratando energía renovable mediante acuerdos privados de largo plazo, mostrando que existe demanda sin necesidad de subastas estatales. El problema es que ese mecanismo depende de grandes compradores con capacidad contractual y no constituye una política general para expandir la oferta renovable.

Gráfico 6. Energía anual subastada en las cuatro subastas RER, según tipo de tecnología, 2009-2015 (GWh/año)

Eólica, solar y biomasa



Pequeñas hidroeléctricas (≤ 20 MW)



Fuente: Osinergmin (2016, 2017). Elaboración Propia

2.2. Sobreoferta y señales débiles de demanda

La interrupción de las subastas coincidió con una segunda barrera, que son las señales débiles de demanda para nueva capacidad. A mediados de la década de 2010, la expansión de la oferta eléctrica superó persistentemente el crecimiento del consumo. La sobreoferta y sobrecontratación resultantes redujeron los incentivos para contratar nuevas fuentes (Gamio, 2021; Campodónico & Carrera, 2022). En ese contexto, el gas natural contaba con una ventaja importante, al tener centrales ya instaladas, contratos vigentes, infraestructura disponible y capacidad de despacho. Las RER, en cambio, requerían nuevas inversiones y contratos capaces de sostener su financiamiento.

2.3. El problema de la potencia firme

Una tercera barrera proviene de la forma en que el mercado eléctrico reconoce la capacidad de generación mediante la llamada "potencia firme": la capacidad que una central puede asegurar cuando el sistema enfrenta momentos críticos de abastecimiento (DS N.° 009-93-EM, 1993, art. 110). Este criterio fue concebido principalmente para tecnologías capaces de controlar su producción, como las centrales térmicas a gas o diésel y, en cierta medida, las hidroeléctricas con reservorios. Las fuentes solares y eólicas, cuya producción depende de la disponibilidad del recurso, reciben un reconocimiento menor bajo esta lógica. Desde la Resolución Osinergmin 144-2019 existe una metodología para calcular la potencia firme eólica y solar; el problema es el criterio aplicado: las Horas de Punta están fijadas entre las 18:00 y las 23:00, cuando una central solar no produce, por lo que su potencia firme resulta próxima a cero por construcción de la regla y no por una limitación tecnológica (Osinergmin, 2019b; MINEM, 2025f).

En la práctica, una central solar o eólica puede ser competitiva en costos y, sin embargo, enfrentar menores ingresos esperados si el mercado no remunera adecuadamente su contribución al sistema (Entrevista 8, 2025). El problema no es que las reglas prohíban las RER, sino que fueron diseñadas alrededor de una lógica que valora más la disponibilidad continua de las tecnologías convencionales que los atributos de una matriz más diversificada (Osinergmin, 2019a; BID, 2023). Por ello, el debate actual sobre el cálculo de la potencia firme es también un debate sobre cómo adaptar las reglas de un sistema convencional a una matriz con mayor participación de fuentes variables.

La discusión regulatoria, por tanto, no consiste únicamente en instalar más generación renovable. También exige definir cómo se remuneran la flexibilidad, el almacenamiento y los servicios complementarios necesarios para integrar fuentes variables sin comprometer la estabilidad del sistema (Entrevista 6, 2025). El diseño de esas reglas no es trivial: si los costos de estabilización se asignan según un principio de causalidad, parte de ellos recaerá sobre la propia generación solar y eólica. Su competitividad final dependerá, entonces, tanto de la caída de sus costos tecnológicos como de las reglas que distribuyan los costos de integración al sistema.

2.4. Cuellos de botella en transmisión

Una cuarta barrera se encuentra en la transmisión. Los atrasos en la licitación y ejecución de obras del Plan de Transmisión, la congestión en determinadas zonas y la insuficiente preparación de la red para absorber generación variable elevan costos y retrasan conexiones. La geografía importa: las mejores zonas eólicas y solares no siempre coinciden con los lugares donde existe capacidad de red disponible, obligando a incorporar riesgos de conexión, despacho y eventuales restricciones operativas (Osinergmin, 2019a; MINEM & GIZ, 2020a; Cámara de Comercio de Lima, 2022).

A estos problemas físicos se suma una coordinación institucional todavía débil. El MINEM define lineamientos de política, concesiones y expansión; Osinergmin regula y supervisa; y el COES coordina la operación del SEIN. Pero una transición más rápida requiere articular esas funciones con planificación energética vinculante, expansión anticipada de redes, reglas de contratación y criterios operativos compatibles con una matriz más variable. En la práctica, las metas climáticas, la planificación de transmisión, la regulación de generación y los incentivos de inversión no siempre avanzan al mismo ritmo.

2.5. Trámites, permisos complejos y costosos

Finalmente, la obtención de permisos, servidumbres y la resolución de conflictos sociales puede extenderse de seis meses a más de dos años, encareciendo y retrasando los proyectos nuevos (Entrevista 9, 2025). En un entorno donde los activos ya construidos y autorizados eliminan buena parte de esa incertidumbre, la llamada "tramitología" puede reforzar la preferencia por adquisiciones frente al desarrollo de proyectos desde cero.

Conviene distinguir, sin embargo, entre la duplicidad de trámites y la demora entre entidades, que solo encarecen el proyecto, y los procedimientos de certificación ambiental, participación ciudadana y consulta previa, que constituyen garantías indispensables para una transición justa. El objetivo debe ser mayor predictibilidad y coordinación, no una reducción de los estándares socioambientales (Merino, 2026).

Barreras persistentes y señales de cambio

En conjunto, estos cinco factores configuran un entorno poco favorable para el desarrollo sostenido de nuevos proyectos RER no convencionales: la interrupción de las subastas, señales débiles de demanda, reglas de potencia firme diseñadas para tecnologías convencionales, cuellos de botella en transmisión y procesos de permisos largos y costosos. Ninguno explica por sí solo el rezago peruano. Es su combinación la que ayuda a entender por qué los compromisos climáticos y el potencial renovable del país no se han traducido todavía en una expansión de escala comparable a

la observada en otros mercados de la región.

Más allá del efecto de cada factor por separado, su interacción modifica los incentivos para cualquier inversionista, nacional o extranjero. En este contexto, resulta comprensible que inversionistas hayan encontrado oportunidades más previsibles en la adquisición de activos eléctricos existentes —ya conectados, regulados y con flujos conocidos— que en el desarrollo de nuevos proyectos renovables desde cero. Esta lógica será particularmente importante para interpretar el patrón de entrada de las empresas chinas en la Sección III.

Por debajo de estos factores opera además una determinada manera de concebir la política energética. Si se parte del supuesto de que el sistema es confiable, que el gas natural seguirá disponible y que la matriz eléctrica ya es relativamente limpia gracias al peso de la hidroelectricidad, la diversificación deja de ser una prioridad estratégica y pasa a ser una opción cuyo costo debe justificarse.

Bajo ese supuesto, resolver los cuellos de transmisión, los plazos de permisos o el cálculo de la potencia firme pierde urgencia. Esta premisa tampoco es ajena a los intereses del sector: la sobreoferta y la desaceleración de la demanda generan una disputa por participación de mercado entre generadores instalados, con activos amortizados y contratados, y nuevos entrantes que necesitan contratos de largo plazo para financiarse. Campodónico y Carrera (2022) documentan esa dinámica y la resistencia de empresas térmicas e hidroeléctricas frente a cambios regulatorios que podrían reducir su participación o modificar la remuneración de la potencia firme. Ese equilibrio ya fue interpelado por vía legislativa: la Ley 32249 prohibió prorrogar los contratos de suministro vigentes e incrementar las cantidades comprometidas, obligando a que parte de la demanda regulada vuelva a licitarse. El hecho de que la norma exista mientras su reglamentación siga incompleta muestra que la disputa se ha desplazado, en buena medida, del texto legal a su implementación.

Ese equilibrio descansa también en un sustrato material y distributivo. La expansión gasífera no solo dejó centrales, ductos y capacidades organizadas alrededor de un combustible; dejó una estructura de rentas que alcanza al presupuesto nacional y a los gobiernos subnacionales mediante regalías, canon y FOCAM. Por ello, la continuidad del gas no se explica únicamente por argumentos técnicos de seguridad energética: está asociada también a ingresos fiscales, inversiones ya realizadas y actores económicos y territoriales con intereses concretos en su permanencia.

Este panorama, sin embargo, no ha permanecido completamente estático. En enero de 2025 fue promulgada la Ley 32249, que modifica la Ley 28832 y actúa sobre dos de las barreras descritas. Al permitir que las distribuidoras liciten por bloques de energía o contraten potencia y energía por separado, una central eólica o solar puede ofertar en los bloques horarios en que produce sin respaldar toda esa energía con potencia firme equivalente. La reforma incide así sobre el canal de contratación y, de manera indirecta, sobre el problema de la potencia firme. Además, crea el marco para desarrollar un mercado de servicios complementarios en el sistema eléctrico (Congreso de la República del Perú, 2025). Estos servicios —regulación de frecuencia, control de tensión, reservas operativas y otros mecanismos de estabilización— son cada vez más importantes a medida que aumenta la participación de fuentes variables.

Durante 2025 y el primer semestre de 2026, el Ministerio de Energía y Minas avanzó gradualmente en la reglamentación de esta nueva ley, fuera del plazo de ciento veinte días que la propia norma fijó para ello (Congreso de la República del Perú, 2025). Sin embargo, al momento de redactar este documento de trabajo (julio de 2026), el reglamento específico para implementar el mercado de servicios complementarios permanecía pendiente de aprobación (MINEM, 2026b). En consecuencia, el nuevo marco legal todavía no se había traducido en cambios operativos capaces de modificar los incentivos que han limitado el despliegue de las RER. Incluso bajo las proyecciones del propio gremio renovable, la participación de estas fuentes alcanzaría alrededor de 12% en 2030, por debajo de la referencia oficial de 20% (SPDR, 2026).

En suma, comienzan a aparecer señales de cambio en el marco regulatorio, pero sus efectos sobre las decisiones de inversión todavía son inciertos. El contraste sigue siendo el punto central: el Perú cuenta desde hace años con compromisos climáticos internacionales, metas nacionales y un importante potencial solar y eólico, pero los instrumentos capaces de convertir esas aspiraciones en nueva inversión han sido discontinuos o incompletos. Comprender esa brecha entre lo dicho y lo hecho resulta indispensable para analizar, a continuación, la evolución reciente de la inversión china en el subsector eléctrico peruano.

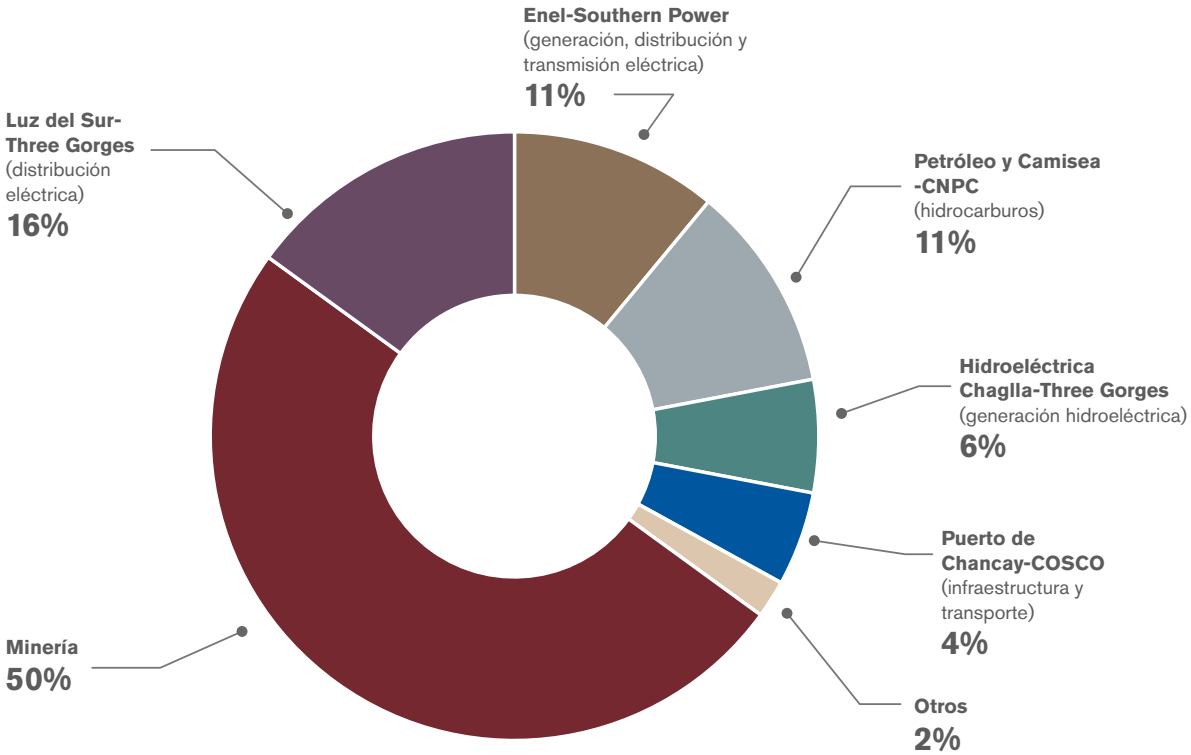
3. Empresas chinas en el subsector eléctrico peruano

Como señalamos en la introducción, China constituye un caso especialmente relevante para examinar los límites de la transición energética peruana. El país combina una posición de liderazgo mundial en tecnologías vinculadas a la transición con una presencia creciente de sus empresas en el sistema eléctrico peruano y más de una década de declaraciones bilaterales que identifican la energía limpia y renovable como un ámbito de cooperación. Si la disponibilidad de capital, tecnología y capacidad empresarial fuera suficiente para impulsar la transición, cabría esperar que esa presencia se tradujera en una expansión significativa de nueva capacidad renovable. Sin embargo, el patrón observado es distinto: la inversión china se ha concentrado principalmente en la adquisición de activos existentes, sobre todo en distribución e hidroelectricidad, mientras su participación en el desarrollo de nuevos proyectos solares y eólicos sigue siendo limitada. Esta aparente paradoja permite examinar hasta qué punto la inversión extranjera responde a los incentivos y oportunidades creados por el propio sistema peruano.

Distribución, generación convencional y presencia selectiva en RER

La inversión china no se distribuye de manera uniforme entre los distintos segmentos del subsector eléctrico. Por el contrario, se ha concentrado en activos regulados y operativos, mientras que su presencia en el desarrollo de nuevas RER es mucho más limitada. Entre 1992 y 2025, la inversión china acumulada en el Perú superaba los USD 32 400 millones (ver Gráfico 7). Dentro de ese total, las operaciones en el subsector eléctrico representan cerca de un tercio, casi todas realizadas en la última década (American Enterprise Institute & Heritage Foundation, 2026; CECHAP, 2025). Las operaciones de mayor escala son las adquisiciones de Luz del Sur por China Three Gorges (CTG), a través de China Yangtze Power, y de Enel Distribución Perú y Enel X Perú por China Southern Power Grid International (CSGI). En ambos casos se trata de activos vendidos por empresas occidentales que optaron por retirarse del mercado peruano. Esta entrada al subsector eléctrico ocurre después de una importante trayectoria china previa en minería e hidrocarburos, cuyas operaciones coexisten con estas nuevas inversiones (Sanborn, Pareja, & Quispe, 2024; Entrevista 3, 2025).

Gráfico 7. Inversión China en Perú (2025)



Minería 50% =	
Toromocho-Chinalco	16%
Las Bambas-MMG	28%
Marcona-Shougang	6%

Fuente: CECHAP (2026b)

El cambio más importante fue en distribución eléctrica. En 2019, CTG (ver Gráfico 8) compró 83,6% de Luz del Sur por USD 3 590 millones y elevó su participación a 97,14% en 2021 mediante una oferta pública por USD 568 millones (Sempra Energy, 2019b; LexLatin, 2021). En 2023-2024, CSGI adquirió Enel Distribución Perú y Enel X Perú por aproximadamente USD 2 900 millones; la distribuidora opera hoy como Pluz Energía Perú (Enel, 2024; INDECOPI, 2024). Con estas operaciones, las empresas chinas en cuestión pasaron a controlar las dos principales distribuidoras que atienden Lima Metropolitana y zonas aledañas. En conjunto, Enel Distribución y Luz del Sur atendían alrededor del 32% de los aproximadamente nueve millones de clientes registrados en la distribución eléctrica nacional, entendidos como suministros o puntos de conexión (Osinergmin, 2024).

La relevancia de estas operaciones para la transición energética no radica en que agreguen directamente nueva generación renovable, sino en el tipo de activo que involucran. La distribución eléctrica es el punto de conexión entre el sistema y la demanda urbana: sostiene la calidad y continuidad del servicio, canaliza inversiones en red, permite reducir pérdidas, incorporar medición avanzada, gestionar mejor la demanda y, eventualmente, facilitar la generación distribuida y la electromovilidad. En Lima, donde se concentra una parte central del consumo eléctrico del país, el desempeño de estas empresas puede facilitar o limitar la adaptación del sistema a una matriz más variable y a nuevos usos eléctricos. Por ello, aunque la distribución no reemplaza la necesidad de expandir la generación RER, constituye una infraestructura decisiva para integrar esa expansión y mejorar el servicio.

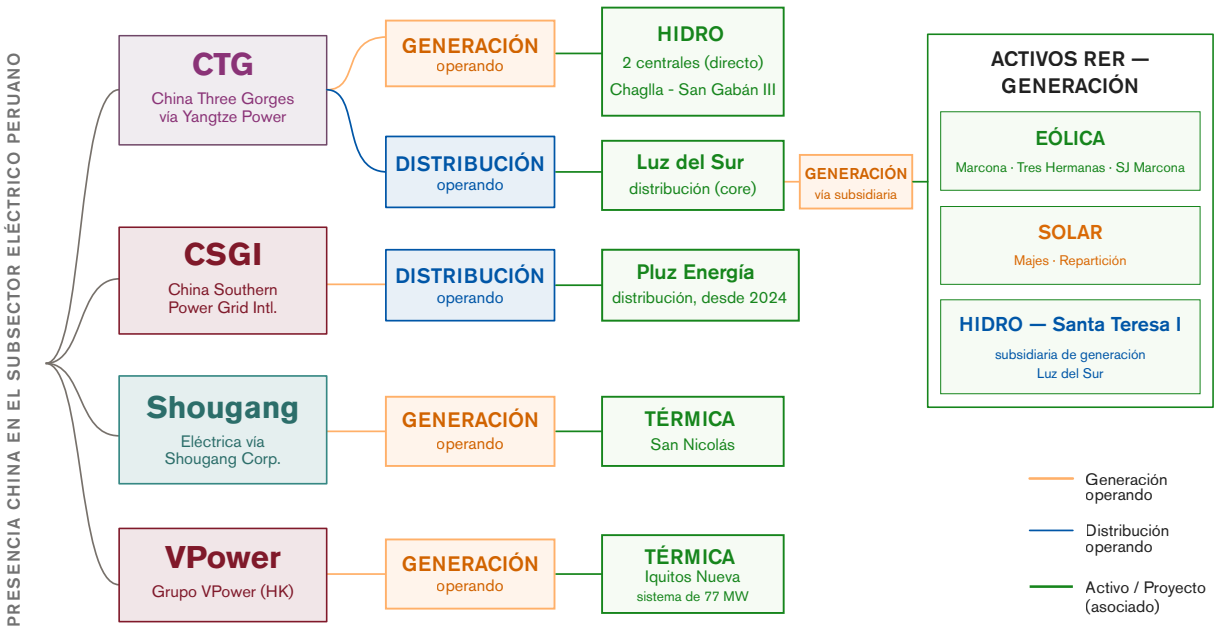
No obstante, dicho peso también eleva el escrutinio regulatorio. Las operaciones de Luz del Sur y de Enel (ahora Pluz Energía) fueron aprobadas con condiciones para proteger competencia, tarifas y contratación competitiva de energía. En ambos casos, INDECOPI limitó la contratación directa con empresas vinculadas y exigió procesos competitivos o supervisados (LexLatin, 2020; INDECOPI, 2024).

San Gabán III es la única excepción documentada al patrón de compra: un proyecto eléctrico desarrollado desde cero con participación china, estructurado con un préstamo del China Development Bank, respaldo de Sinosure y garantía corporativa vinculada a CTG (AidData, 2021). Muestra que la capacidad de estructurar financiamiento de largo plazo para infraestructura nueva existe, y traslada el problema a las condiciones que vuelven atractivo usarla. Sin embargo, conviene precisar el alcance de esa excepción. La gran hidroelectricidad es una fuente renovable y de baja intensidad de carbono, y por eso es pertinente al evaluar la contribución de las empresas chinas, pero no integra el régimen de recursos energéticos renovables que organiza los instrumentos analizados aquí. Lo que San Gabán III no representa es nueva capacidad solar o eólica, que es donde sigue faltando la certidumbre de ingresos.

Un caso distinto es el de la central Santa Teresa, en Cusco (90,7 MW), titularidad de Inland Energy, subsidiaria de generación de Luz del Sur. A diferencia de San Gabán III, no fue adquirida a un tercero ni financiada directamente por CTG, sino desarrollada por la propia Luz del Sur y puesta en operación en 2015, antes de que la distribuidora pasara a control chino en 2019 (Luz del Sur, 2025a). Es, en rigor, el activo más cercano a un desarrollo desde cero dentro de la presencia china en el subsector, aunque solo en sentido impropio: la construcción precedió a la entrada del capital chino. Como se detalla a continuación, esa misma subsidiaria de generación sería después el vehículo de las adquisiciones eólicas y solares de la empresa.

Aunque CTG y CSGI concentran las operaciones eléctricas más relevantes por escala y peso regulatorio, no agotan la presencia china en el subsector. También existen activos de menor alcance y con objetivos distintos: VPower, empresa privada listada en Hong Kong, participa en Iquitos Nueva, una central térmica de 77 MW orientada al abastecimiento de un sistema aislado; mientras que Shougang Generación Eléctrica opera San Nicolás, de 63 MW, vinculada al entorno productivo de Shougang en Marcona (GenRent International, 2017; Shougang Generación Eléctrica, 2026). Estos casos no modifican el patrón central de la inversión china en electricidad, pero sí ayudan a precisar su alcance: junto a las grandes compras en distribución y redes, coexisten operaciones puntuales asociadas a sistemas aislados o a demandas productivas específicas.

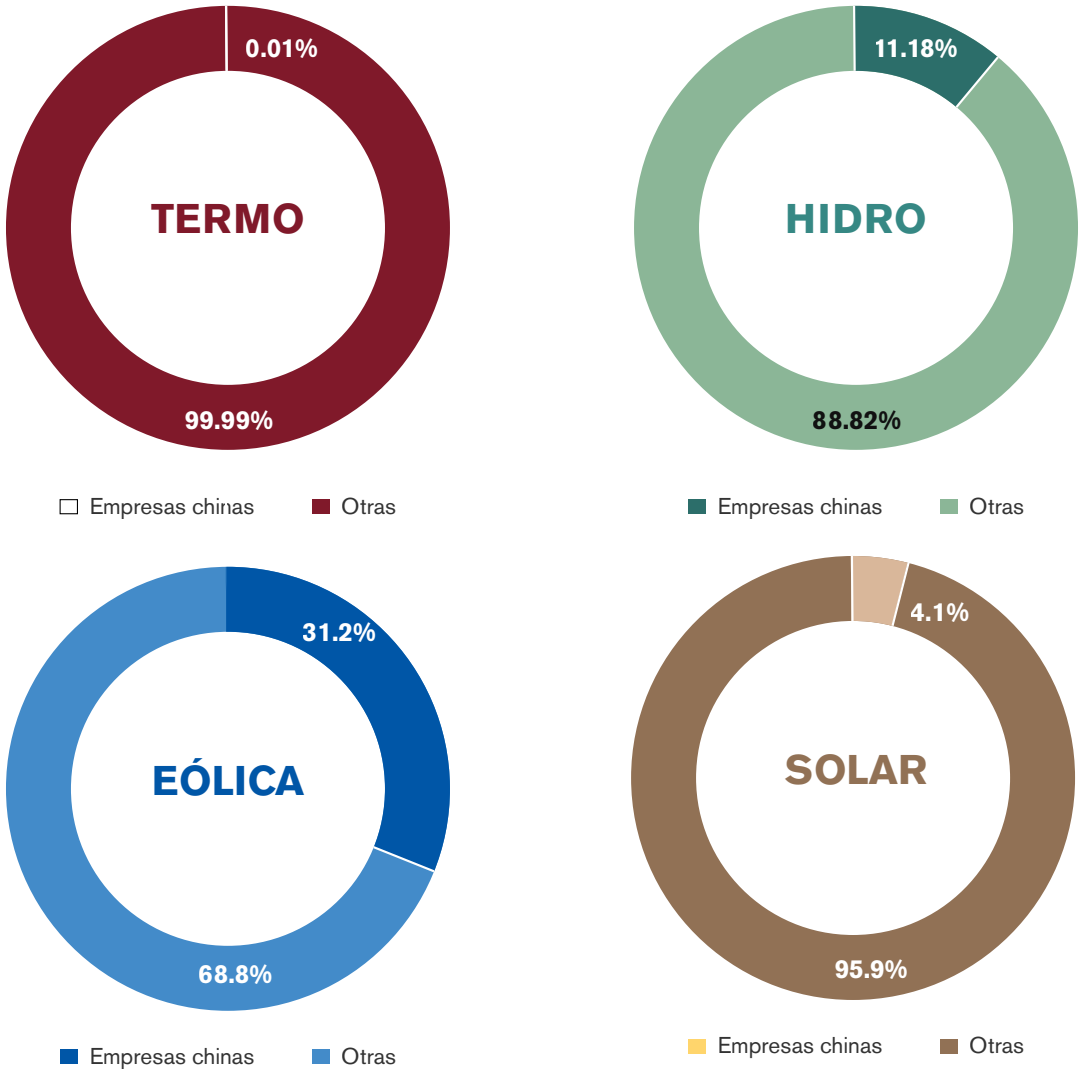
Gráfico 8. Presencia de empresas chinas en el subsector eléctrico peruano: empresas, segmentos y activos



Fuente: CECHAP (2025) y COES (2026). Elaboración propia.

En RER no convencionales, la presencia china existe, pero también ha llegado principalmente por la compra de activos existentes (ver Gráfico 8 y Gráfico 9). Luz del Sur incorporó los parques eólicos Tres Hermanas y Marcona, con 129 MW en conjunto, después de que esos activos ya estuvieran desarrollados y conectados (Luz del Sur, 2024). También incorporó las centrales solares Majes y Repartición, de 20 MW cada una, mediante la compra de Sojitz Arcus Investment S.A.C. (Cuatrecasas, 2023). Posteriormente, Luz del Sur adquirió el 100% de Energía Renovable del Sur, propietaria del parque eólico San Juan de Marcona, de 135,7 MW, por hasta USD 253 millones; el activo había sido desarrollado por Acciona, que explicó la venta como parte de su estrategia de rotación de activos (Acciona Energía, 2025b; Luz del Sur, 2025b). El patrón vuelve a repetirse: la vía predominante de ingreso consiste en incorporar activos renovables ya operativos o previamente viabilizados, antes que desarrollar proyectos desde cero.

Gráfico 9. Participación de las centrales bajo control de empresas de capital chino en la generación eléctrica del Perú, según fuente (hidráulica, térmica, eólica y solar), a enero de 2026 (en GWh)



Fuente: COES (2026). Elaboración Propia.

Una mirada comparada ayuda a calibrar el peso relativo de esa presencia. Como muestra la Tabla 1, a enero de 2026 el capital chino controlaba centrales que generaban aproximadamente 31,2% de la producción eólica y 4,1% de la solar, además de 11,18% de la hidroeléctrica y una presencia térmica marginal de 0,01% (COES, 2026). En eólica, esa participación se concentra en Luz del Sur, con 3 de las 11 centrales operativas y alrededor de 31% de la producción reportada, comparable al capital francés. En solar, en cambio, empresas chinas operan dos de 15 centrales y aportan alrededor de 4% de la producción, muy por debajo de capitales peruanos, suecos y de otros orígenes. Estas cifras deben interpretarse con cautela: miden la participación actual de activos bajo control chino, no la capacidad renovable originalmente desarrollada por inversionistas chinos. La distinción es fundamental, porque buena parte de esa presencia resulta de adquisiciones posteriores de proyectos desarrollados por otros operadores.

Tabla 1. Participación por origen del capital en centrales eólicas y solares operativas en el Perú (número de centrales y producción anual, GWh) al 2026

TIPO	EMPRESAS	CENTRALES	ORIGEN DEL CAPITAL	#	%	Producción (GWh)	Producción (%)
EÓLICA	ENGIE Energía Perú S.A.	C.E. PUNTA LOMITAS & EXTENSIÓN	FRANCIA	2	18.2%	1098	27.75%
	Enel Generación Perú S.A.A	C.E. WAYRA & EXTENSIÓN	PERÚ	2	18.2%	1049	26.51%
	Luz del Sur S.A.A	C.E. SAN JUAN	CHINA	1	9.1%	626	15.82%
	Energía Eólica S.A.	C.E. CUPISNIQUE, C.E. TALARA	REINO UNIDO & EE.UU.	2	18.2%	450	11.37%
	Luz del Sur S.A.A	C.E. TRES HERMANAS	CHINA	1	9.1%	449	11.35%
	Luz del Sur S.A.A	C.E. PARQUE EÓLICO MARCONA	CHINA	1	9.1%	159	4.02%
	GR Tanaca S.A.C	C.E. DUNA	FRANCIA	1	9.1%	68	1.72%
	GR Paino S.A.C	C.E. HUAMBOS	FRANCIA	1	9.0%	58	1.46%
		TOTAL		**11**	**100.0%**	**3957**	**100.00%**
SOLAR	Jova Solar S.A.C	C.S. SAN MARTÍN SOLAR	SUECIA	1	6.7%	560.4	25.75%
	Origen Perú S.A	C.S. RUBI	PERÚ	1	6.7%	444	20.40%
	Origen Perú S.A	C.S. CLEMESI	PERÚ	1	6.7%	334	15.35%
	GR Cortarrama S.A.C.	C.S. MATARANI	MALASIA	1	6.7%	242	11.12%
	Kalpa Generación S.A	C.S. SUNNY	EE.UU. & CANADÁ	1	6.7%	229.0	10.52%
	ENGIE Energía Perú S.A.	C.S. INTIPAMPA & EXTENSIÓN	FRANCIA & PERÚ	2	13.3%	114	5.24%
	Panamericana Solar S.A.C.	C.S. PANAMERICANA SOLAR	REINO UNIDO & ESPAÑA	1	6.7%	58	2.67%
	Tacna Solar S.A.C.	C.S. TACNA SOLAR	ESPAÑA	1	6.7%	54	2.48%
	Moquegua FV S.A.C	C.S. MOQUEGUA FV	REINO UNIDO & ESPAÑA	1	6.7%	48	2.20%
	Luz del Sur S.A.A	C.S. MAJES	CHINA	1	6.7%	45	2.07%
	Luz del Sur S.A.A	C.S. REPARTICIÓN	CHINA	1	6.6%	44	2.02%
	Colca Solar S.A.C.	C.S. YARUCAYA	PERÚ	1	6.6%	3	0.14%
	Kordu S.A.C.	C.S. CARHUAQUERO	EE.UU. & CANADÁ	1	6.6%	0.85	0.04%
	Coenergy S.A	C.S. COENERGY	PERÚ	1	6.6%	0.03	0.00%
		TOTAL		**15**	**100.0%**	**2177**	**100.00%**

Fuente: COES (2026). Elaboración Propia.

¿Por qué, entonces, encontramos una mayor presencia de empresas europeas y estadounidenses en el desarrollo de centrales solares y eólicas? La trayectoria de Enel, ENGIE, ContourGlobal, Grenergy, Acciona y otros operadores sugiere que el origen nacional del capital no basta para explicar el patrón. Como muestra la Tabla 2, varias centrales con inversiones europeas o estadounidenses fueron desarrolladas cuando existían subastas RER, contratos de largo plazo, PPAs privados o financiamiento multilateral que reducían la incertidumbre comercial (Enel Green Power, 2018a, 2018b; ContourGlobal, 2014; ENGIE Energía Perú, 2023, 2024; Moody's Local PE, 2024). Wayra y Rubí, por ejemplo, fueron desarrolladas por Enel Green Power con contratos de largo plazo; Duna y Huambos por Grenergy en el marco de las subastas RER y luego adquiridas por ENGIE; y Cupisnique y Talara por Energía Eólica S.A., subsidiaria de ContourGlobal, con acuerdos de compra de energía (PPAs) de 20 años. Punta Lomitas constituye un caso más reciente de desarrollo greenfield de ENGIE, estructurado con un ancla comercial y financiamiento multilateral. La mayor presencia relativa de capitales occidentales en las RER parece responder, por tanto, menos a una preferencia intrínseca por las renovables que al momento y las condiciones de su entrada. Las grandes empresas chinas llegaron más tarde al subsector eléctrico peruano, cuando las subastas RER ya habían sido interrumpidas y las oportunidades más atractivas incluían activos regulados y operativos puestos a la venta.

En conjunto, esta comparación refuerza la explicación desarrollada en la Sección II. La preferencia por distribución y por activos ya operativos no parece expresar únicamente una estrategia corporativa asociada al origen chino del capital, sino una respuesta a cómo el mercado peruano distribuye riesgos y oportunidades. A ello se suma la llamada "permisología", que puede volver más costoso y lento desplegar proyectos desde cero y fortalecer la preferencia por plantas ya conectadas y con operación comercial (Entrevista 9, 2025).

Tabla 2. Modos de entrada de capitales en RER no convencionales

TIPO DE TRAYECTORIA	CENTRALES	MODO DE ENTRADA	EVIDENCIA QUE APORTA
Greenfield con contrato RER	Wayra, Rubi, Duna, Huambos, Cupisnique, Talara	Desarrollo de proyectos bajo contratos de largo plazo o subastas RER	Muestra que la entrada temprana redujo el riesgo comercial y facilitó el financiamiento de nueva capacidad renovable.
Greenfield con PPA privado o respaldo corporativo	Punta Lomitas, San Martín Solar, Sunny	Desarrollo posterior al ciclo de subastas,apoyado en anclas comerciales privadas, PPAs o integración de portafolio	Muestra que el greenfield reciente existe, pero depende de contratos privados sólidos, grandes consumidores o empresas con músculo financiero.
Adquisición de activos operativos o maduros	Tres Hermanas, Marcona, Majes, Repartición, San Juan de Marcona	Compra de activos ya operativos o cercanos a madurar por Luz del Sur/CTG	Muestra la modalidad predominante de expansión china en RER no convencional: entrada selectiva vía activos ya viabilizados.
Compra o rotación de proyectos avanzados	Matarani; Duna y Huambos para ENGIE	Compra de sociedades, proyectos en construcción o activos ya operativos por nuevos titulares	Muestra que los actores no chinos también participan en rotaciones, adquisiciones y reciclaje financiero de activos renovables.

Fuente: Enel Green Power (2018a, 2018b), ENGIE Energía Perú (2023, 2024), ContourGlobal (2014), Moody's Local PE (2024), Acciona Energía (2025b) y Osinergmin (2019a). Elaboración propia.

Adquisiciones antes que proyectos nuevos

El patrón descrito permite ahora volver a la pregunta central: ¿por qué las empresas chinas han privilegiado las adquisiciones y la distribución frente al desarrollo de nuevos proyectos renovables? La respuesta requiere mirar la economía política del mercado eléctrico peruano y, en particular, las oportunidades disponibles cuando estas empresas ingresaron al sector.

Primero, el mercado eléctrico que las empresas chinas encontraron no estaba vacío: era un sector ya internacionalizado desde las privatizaciones de los noventa y reconfigurado por la salida de empresas occidentales. Sempra Energy decidió concentrarse en Norteamérica y fortalecer su balance, lo que derivó en la venta de sus activos sudamericanos, entre ellos Luz del Sur a China Yangtze Power International (Sempra Energy, 2019a, 2019b). Enel, por su parte, se retiró de distribución y luego de generación en Perú como parte de un proceso de reorganización geográfica, simplificación corporativa y reducción de deuda (Enel, 2023a, 2023b, 2024). Estas salidas crearon una ventana de oportunidad para la compra de activos maduros, regulados y de gran escala.

Segundo, la preferencia por adquisiciones parece responder también a la estructura de incentivos del mercado peruano. La distribución y los activos operativos ofrecen retornos regulados o flujos relativamente previsibles; los proyectos RER nuevos, en cambio, enfrentan subastas interrumpidas, cuellos de transmisión, trámites prolongados, riesgos de conexión y señales débiles de demanda. Se trata de una asignación desigual de riesgos: una adquisición incorpora permisos, conexión y flujos ya estabilizados, mientras que un proyecto nuevo todavía debe resolver contratación, transmisión, conexión y demanda. Allí se encuentra un margen central de política pública para volver financiable la inversión renovable nueva.

La vía de adquisición reduce ciertos riesgos asociados al desarrollo *greenfield*, como se menciona líneas arriba, pero no elimina el riesgo regulatorio. En enero de 2026, INDECOPI sancionó en primera instancia a Luz del Sur por infringir el deber de suministrar información "completa, correcta y veraz" durante la evaluación de una operación de concentración empresarial[9] (Congreso de la República del Perú, 2021; INDECOPI, 2026). La autoridad presentó el caso como la primera sanción bajo el régimen vigente de control previo de concentraciones, mientras que Luz del Sur anunció que apelaría la decisión y ratificó la transparencia de sus procesos de inversión (Infobae, 2026a; El Comercio, 2026b). La implicancia para este estudio no está en la multa en sí, sino en la capacidad institucional que revela. Las empresas deben cumplir estándares estrictos de información, trazabilidad y consistencia ante la autoridad de competencia, incluso cuando el ingreso a activos RER ocurre por la vía de adquisiciones. Por ello, aunque la presencia china en adquisiciones reguladas puede ser una ruta menos incierta que el desarrollo de nueva capacidad renovable, también implica escrutinio institucional que puede convertirse en un factor de riesgo relevante para operaciones futuras.

Finalmente, desde una perspectiva de transición justa, conviene distinguir entre tres posibles efectos de la presencia china: el control de activos renovables, la creación de nueva capacidad RER y la ampliación del acceso a servicios eléctricos de calidad. Este estudio ofrece evidencia sólida sobre los dos primeros, pero no suficiente para evaluar de manera concluyente el tercero. En distribución, las inversiones de Luz del Sur y Pluz Energía pueden contribuir a modernizar redes, mejorar la calidad y continuidad

9 El caso estaba vinculado a la operación consistente en la adquisición de Sojitz Arcus Investment S.A.C. y, de manera indirecta, de Majes Arcus S.A.C. y Repartición Arcus S.A.C. (INDECOPI, 2026).

del servicio, reducir pérdidas mediante medición inteligente y preparar la infraestructura para nuevos usos eléctricos urbanos, como la carga de vehículos eléctricos, la generación distribuida y una gestión más eficiente de la demanda (Entrevista 7, 2025). En las fuentes revisadas, sin embargo, no identificamos una participación significativa de empresas chinas en proyectos RER orientados específicamente a ampliar el acceso a energía limpia en comunidades desatendidas. Esto no equivale a afirmar que la propiedad china no haya contribuido a ampliar el acceso eléctrico en otros sentidos; esa cuestión excede la evidencia reunida para este estudio y merece investigación específica. En infraestructura hidroeléctrica, por su parte, las empresas y bancos chinos han mostrado capacidad para movilizar financiamiento de largo plazo y generar empleo y servicios técnicos locales. En RER no convencionales, su contribución actual es real pero limitada, sin haber creado hasta ahora una cartera sostenida de nueva capacidad. Los beneficios potenciales de estas inversiones —mejor servicio, acceso confiable, tarifas razonables, empleo y oportunidades productivas— no son automáticos: dependen también de que la autoridad peruana articule la inversión con objetivos de desarrollo territorial y transición justa (Radomski, Ray, Sanborn y Serrano, 2026).

En síntesis, el caso peruano permite replantear el análisis del papel de China en la transición energética. Las empresas chinas han adquirido una posición importante en el sistema eléctrico, pero esa presencia se ha construido principalmente mediante la compra de activos existentes y no mediante la creación de nueva capacidad solar y eólica. La comparación con inversionistas europeos y estadounidenses refuerza la idea de que esta diferencia no se explica simplemente por el origen nacional del capital: muchos de esos proyectos se desarrollaron cuando las subastas, los contratos de largo plazo, los PPAs y otras formas de reducción de riesgo hacían más viable la inversión greenfield. Las empresas chinas ingresaron en mayor escala después, frente a un mercado con pocas señales para nueva capacidad RER y con grandes activos regulados disponibles para adquisición.

En ese sentido, la inversión china ha respondido más a los incentivos definidos por el país anfitrión que a una estrategia propia capaz de transformar la trayectoria energética peruana. Si el Perú busca atraer una mayor participación de empresas chinas —y de otros inversionistas internacionales— en nueva capacidad renovable, el punto de partida es definir esa diversificación como una prioridad de política y reordenar en consecuencia las reglas e incentivos del mercado, sin rebajar los estándares ambientales ni los mecanismos de participación. La pregunta sobre cómo la creciente presencia china en distribución afecta el acceso, la asequibilidad y la calidad del servicio —y si puede contribuir en el futuro a ampliar el acceso a energía limpia— queda como una agenda importante para investigación posterior.

Conclusiones

El caso peruano confirma que la transición energética no avanza únicamente con metas climáticas más ambiciosas, mayor disponibilidad de recursos renovables o más inversión extranjera. Requiere que esas condiciones se traduzcan en prioridades públicas sostenidas, reglas previsibles e incentivos capaces de movilizar nueva inversión. El Perú cuenta con compromisos internacionales y nacionales, abundantes recursos solares y eólicos y un sector eléctrico ampliamente internacionalizado; sin embargo, las energías renovables no convencionales siguen ocupando un lugar secundario. El problema central no parece ser la falta de capacidad tecnológica o financiera, sino la dificultad para convertir compromisos y potencial en una estrategia operativa de largo plazo.

De manera similar a Argentina, Chile y Colombia —los otros casos analizados en el proyecto *América Latina, China y una transición energética justa*—, el Perú ha concebido la transición principalmente como un proceso de descarbonización sectorial, todavía débilmente articulado con estrategias de desarrollo productivo e industrial (Radomski, Ray, Sanborn y Serrano, 2026; De la Torre, 2026). Dentro de ese patrón regional, el Perú destaca por una orientación estatal hacia las RER no convencionales particularmente limitada y discontinua. Las subastas RER dejaron de convocarse en 2015, el Plan Nacional de Energías Renovables previsto por la normativa nunca fue aprobado y la participación de las RER no convencionales continúa por debajo de la meta planteada para 2030. Esta trayectoria no es irreversible: la propia experiencia peruana y la comparación regional muestran que los cambios regulatorios e institucionales pueden modificar los incentivos para la inversión. Del análisis desarrollado emergen cuatro lecciones.

1. El principal desafío es institucional y político

El Perú cuenta con metas, diagnósticos y compromisos internacionales, pero carece de una hoja de ruta operativa, sostenida en el tiempo y respaldada por incentivos consistentes. La Política Energética Nacional 2010-2040 no ha funcionado como un instrumento vinculante con metas y seguimiento (MINEM, 2025c), y el Plan Nacional de Energías Renovables que el Decreto Legislativo 1002 ordenó aprobar sigue sin existir. A ello se suma la interrupción de las subastas RER, principal mecanismo para incorporar nueva capacidad renovable entre 2009 y 2015, mientras el gas natural continuó beneficiándose de infraestructura existente, reglas favorables y actores consolidados.

En este sentido, la política energética peruana puede caracterizarse como fragmentada, reactiva y subordinada a una trayectoria heredada. Es fragmentada por la escasa articulación entre planificación, regulación y operación; reactiva porque responde más a presiones y coyunturas —entre ellas los compromisos climáticos, los cambios en la demanda internacional o el shock de marzo de 2026— que a una estrategia nacional de transformación; y subordinada porque sigue operando sobre un sistema estructurado alrededor del gas natural, sin modificar sustantivamente los incentivos que sostienen esa dependencia. El desfase entre los compromisos climáticos asumidos por el Perú y el lento despliegue de nueva capacidad renovable es, por tanto, menos un problema de metas que de implementación y prioridad política.

2. La transición peruana sigue siendo incompleta y vulnerable

Conviene distinguir entre el sistema energético en su conjunto y el subsector eléctrico. En el primero, la principal transformación desde los años noventa no ha sido el reemplazo de combustibles fósiles por energías renovables, sino la sustitución parcial del petróleo por gas natural, mientras el transporte y la industria siguen dependiendo ampliamente de combustibles fósiles. En el subsector eléctrico, la matriz hidroeléctrica y gasífera presenta emisiones relativamente bajas, pero la incorporación de renovables no convencionales avanza lentamente y representa alrededor del 10% de la generación (COES, 2026; MINEM, 2025d).

Esta configuración también genera vulnerabilidades. La hidroelectricidad está sujeta al ciclo hidrológico y la generación térmica depende en gran medida del gas de Camisea y de un corredor de transporte sin alternativa equivalente. El episodio de marzo de 2026 mostró que una matriz relativamente baja en carbono no es necesariamente una matriz diversificada o resiliente. La paradoja persiste: el Perú dispone de abundantes recursos renovables y ha asumido compromisos climáticos importantes, pero todavía no los ha traducido en una diversificación sostenida de su sistema energético.

3. La inversión china refleja los incentivos del mercado peruano más de lo que los transforma

Una de las principales conclusiones de este estudio es que el patrón de inversión china dice tanto sobre el mercado eléctrico peruano como sobre las propias empresas chinas. China cuenta con capacidad tecnológica, financiera y empresarial para desarrollar generación solar y eólica, y sus empresas lo hacen en otros mercados. En el Perú, sin embargo, su expansión reciente se ha concentrado principalmente en la adquisición de activos existentes —sobre todo en distribución e hidroelectricidad— con flujos relativamente previsibles.

Por ello, la participación actual de activos bajo control chino en la generación renovable no debe confundirse con la creación de nueva capacidad RER por inversionistas chinos. Buena parte de esa presencia corresponde a proyectos desarrollados previamente por otros operadores y adquiridos después. San Gabán III constituye una excepción importante al patrón general de adquisiciones, aunque se trata de una gran hidroeléctrica y no de RER no convencionales.

La comparación con empresas europeas y estadounidenses refuerza esta interpretación. Varias de ellas desarrollaron proyectos solares y eólicos cuando las subastas RER, los contratos de largo plazo, los PPAs privados u otros mecanismos reducían la incertidumbre comercial. Las grandes empresas chinas ingresaron más tarde al subsector eléctrico peruano, cuando las subastas RER ya habían sido interrumpidas y las oportunidades más atractivas se encontraban en activos regulados u operativos puestos a la venta. La diferencia observada responde, por tanto, menos a una preferencia nacional intrínseca frente a las renovables que al momento de entrada y a los incentivos disponibles.

La inversión china funciona así más como un espejo de los incentivos existentes que como el motor de la transición energética. Esto no implica que su papel futuro deba ser pasivo. Precisamente por la magnitud de su presencia en distribución y generación, las empresas chinas podrían desempeñar un papel más activo si el Perú establece prioridades claras, reglas estables y oportunidades viables para nueva inversión renovable.

4. Una transición energética justa exige mirar más allá de los megavatios

Una transición energética justa no puede medirse únicamente

por la cantidad de megavatios renovables incorporados al sistema. También debe evaluarse por su capacidad para ampliar el acceso efectivo a servicios energéticos modernos, confiables y asequibles. Las altas tasas oficiales de electrificación pueden coexistir con servicios intermitentes o insuficientes, dificultades de pago y una persistente dependencia de combustibles contaminantes para cocinar. Las brechas más severas siguen concentrándose territorialmente, especialmente en zonas de la Amazonía y la sierra, mientras que en numerosos hogares urbanos el problema puede ser menos la ausencia formal de conexión que la calidad, continuidad y asequibilidad del servicio (INEI, 2025; Vásquez Baca et al., 2023).

Este estudio no permite determinar de manera concluyente cómo la creciente propiedad china en la distribución eléctrica ha afectado estas dimensiones. Luz del Sur, por ejemplo, reporta ampliaciones de cobertura y nuevas conexiones bajo propiedad china, pero ello constituye una cuestión distinta de la expansión del acceso mediante nuevas fuentes RER. En las fuentes revisadas no identificamos una participación significativa de empresas chinas en proyectos RER diseñados específicamente para ampliar el acceso a energía limpia en comunidades desatendidas. Evaluar los efectos de distintos tipos de propiedad e inversión sobre acceso, asequibilidad, calidad y confiabilidad del servicio constituye, por tanto, una agenda importante para futuras investigaciones.

Recomendaciones

Una transición energética sostenida y justa requiere combinar reformas regulatorias, inversión pública y privada, financiamiento, capacidades estatales y mecanismos de rendición de cuentas. Las siguientes recomendaciones se organizan en función de los roles de los principales actores.

1. Gobierno central (MINEM): hacer de la diversificación y el acceso efectivo objetivos de política

Definir la diversificación de la matriz eléctrica como una prioridad explícita de política. El sistema depende principalmente de la hidroelectricidad, sujeta al ciclo hidrológico, y de generación térmica abastecida por una sola cuenca gasífera y un corredor de transporte sin alternativa equivalente. Reducir esta concentración —más que simplemente reemplazar capacidad térmica— debe ordenar las medidas posteriores (COES, 2026; MINEM, 2026c).

Hacer efectivo el mecanismo competitivo de contratación ya previsto en la legislación. La Ley 32249 permite licitar bloques de energía, o potencia y energía por separado, facilitando la competencia de centrales solares y eólicas en las horas en que producen. Corresponde al MINEM completar la reglamentación y a Osinergmin supervisar su aplicación. Su implementación debe coordinarse con la disponibilidad real de transmisión y conexión.

Fortalecer la planificación de la transmisión, priorizando las obras necesarias para conectar proyectos renovables viables y anticipando los cuellos de botella que pueden desalentar nuevas inversiones.

Aprovechar la demanda de grandes consumidores, especialmente de la minería y la industria, como posible ancla para nueva generación renovable mediante contratos de largo plazo y otros mecanismos compatibles con la competencia.

Incorporar la reducción de la pobreza energética como objetivo explícito de la planificación. La política pública debe distinguir entre cobertura formal y acceso efectivo, incorporando indicadores de continuidad, calidad, suficiencia y asequibilidad del servicio, además de conexión eléctrica, y vincular la expansión de RER y redes con los territorios donde persisten las mayores privaciones energéticas.

2. Reguladores y operador del sistema (Osinergmin y COES): modernizar las reglas del mercado eléctrico

Actualizar, en coordinación con el MINEM, las metodologías de potencia firme, confiabilidad y flexibilidad, reconociendo adecuadamente el aporte de las energías renovables combinadas con almacenamiento y otros servicios complementarios.

Mejorar la información pública sobre congestión, capacidad de conexión y avance de proyectos de transmisión, reduciendo la incertidumbre para nuevas inversiones.

Incorporar de manera más sistemática indicadores de calidad, continuidad y desempeño del servicio que permitan evaluar la transición no solo desde la oferta de generación, sino también desde la experiencia efectiva de los usuarios.

3. Empresas con capital chino: vincular su creciente presencia con una transición más limpia e inclusiva

Aprovechar su importante presencia en distribución para modernizar redes, ampliar la medición inteligente y la automatización, reducir pérdidas, mejorar la gestión de la demanda y elevar la calidad y confiabilidad del servicio.

Explorar cómo la modernización de las redes puede facilitar una mayor incorporación de generación distribuida, almacenamiento y otras soluciones RER, incluyendo aquellas que puedan contribuir a mejorar el acceso efectivo y la calidad del servicio en poblaciones actualmente desatendidas.

Participar en el desarrollo de nueva capacidad renovable —y no solamente en la adquisición de activos existentes— cuando existan señales regulatorias estables y mecanismos competitivos de contratación.

Incorporar de manera más explícita objetivos de acceso, asequibilidad y desarrollo territorial en sus estrategias de sostenibilidad. Una contribución más visible en estas áreas sería consistente con la agenda de cooperación en energía limpia, desarrollo verde y energías renovables que China y el Perú han venido formulando desde 2015, y con el énfasis más reciente de China en sistemas energéticos más limpios e inclusivos y en una transición justa centrada en las personas (Gobierno de la República Popular China & Gobierno de la República del Perú, 2015; Ministerio de Relaciones Exteriores del Perú, 2024; Foro China-CELAC, 2021, 2025; Xi, 2025).

Fortalecer la gestión preventiva de riesgos regulatorios y de competencia, así como los estándares de transparencia, cumplimiento y relacionamiento con usuarios y comunidades.

4. Banca de desarrollo y financiamiento chino: ampliar el apoyo a nueva infraestructura

Aprovechar experiencias como San Gabán III para desarrollar instrumentos de financiamiento destinados a nueva infraestructura eléctrica y renovable, incorporando criterios de desarrollo territorial, empleo local y fortalecimiento de proveedores nacionales.

Explorar instrumentos que reduzcan los riesgos de proyectos greenfield —incluidos financiamientos de largo plazo, garantías y esquemas de cofinanciamiento— sin sustituir la necesidad de reglas claras y procesos competitivos en el mercado peruano.

Considerar, junto con las autoridades peruanas y otros socios financieros, proyectos de redes, almacenamiento, generación distribuida y soluciones de acceso limpio cuando estos respondan a prioridades públicas claramente definidas y cuenten con salvaguardas socioambientales adecuadas.

5. Cooperación internacional y organismos regionales: fortalecer las capacidades del Estado

Brindar asistencia técnica en regulación, planificación, almacenamiento, transmisión y mecanismos de contratación, con énfasis en el fortalecimiento de capacidades permanentes del Estado.

Promover la cooperación regional en integración eléctrica, intercambio de excedentes renovables y armonización regulatoria, como complemento —y no sustituto— de las reformas nacionales.

Apoyar el desarrollo de mejores indicadores y sistemas de información sobre pobreza energética y acceso efectivo, de modo que la dimensión social pueda incorporarse a la planificación y evaluación de la transición.

6. Academia y sociedad civil: ampliar la evidencia sobre pobreza energética y los impactos de la transición

Fortalecer el monitoreo independiente de la transición energética, incluyendo no solo inversión y capacidad instalada, sino también impactos tarifarios, calidad y continuidad del servicio, acceso efectivo y resultados sociales y territoriales.

Desarrollar y actualizar indicadores de pobreza energética que permitan distinguir entre conexión formal y acceso efectivo a un servicio suficiente, confiable y asequible, con especial atención a las brechas territoriales, rurales y urbano-populares.

Investigar de manera comparativa los efectos de distintos tipos de propiedad e inversión —china, nacional y de otros orígenes— sobre calidad del servicio, tarifas, ampliación de cobertura, innovación tecnológica, generación distribuida y acceso a energía limpia. El creciente peso de empresas chinas en la distribución eléctrica peruana abre una agenda de investigación que este estudio identifica, pero no puede resolver con la evidencia disponible.

Fortalecer la participación informada de organizaciones sociales, gobiernos subnacionales y comunidades en la discusión sobre dónde, cómo y para quién se expande la infraestructura energética, de modo que la transición no sea evaluada únicamente por toneladas de carbono evitadas o megavatios renovables incorporados, sino también por su contribución a reducir desigualdades.

Finalmente, el caso peruano ofrece una lección que trasciende el ámbito nacional. La velocidad y la dirección de la transición energética dependen menos de la disponibilidad de recursos naturales o de la presencia de inversionistas extranjeros que de la capacidad del Estado para construir reglas estables, coordinar políticas y orientar los incentivos del mercado hacia objetivos de largo plazo. En ese sentido, la experiencia peruana demuestra que la inversión extranjera —sea china o de cualquier otro origen— difícilmente transformará una transición energética cuyas prioridades y reglas continúan definiéndose, en última instancia, en el ámbito doméstico. Pero una transición justa exige algo más: no solo cambiar las fuentes que generan energía, sino ampliar quiénes pueden acceder de manera confiable y asequible a sus beneficios. El Perú dispone de recursos naturales, capital y capacidades técnicas para avanzar en ambas dimensiones. El desafío pendiente es construir el marco institucional capaz de orientar ese potencial hacia un desarrollo más sostenible, inclusivo y equitativo.

Referencias bibliográficas

1. Acciona Energía. (2025b). Acciona Energía completes the sale of San Juan de Marcona wind farm in Peru. https://www.acciona.com/updates/news/acciona-energia-completes-sale-san-juan-marcona-wind-farm-peru

2. AidData. (2021). China Development Bank loans USD 365 million to Hydro Global Peru for San Gaban III hydroelectric [Base de datos: Chinese Development Finance]. https://china.aiddata.org/projects/53087/

3. American Enterprise Institute & Heritage Foundation. (2026). China Global Investment Tracker [Base de datos]. Recuperado el [fecha de consulta] de https://www.aei.org/china-global-investment-tracker/

4. Aquino, M. (2026). "Peru's pipeline disruption tests industrial resilience; businesses blanch at remote work order." *Reuters*, March 9, 2026 (updated March 10, 2026).https://www.reuters.com/business/energy/perus-pipeline-disruption-tests-industrial-resilience-businesses-blanch-remote-2026-03-09/

5. Arce, M. (2008). "The Repoliticization of Collective Action after Neoliberalism in Peru." *Latin American Politics and Society,* 50(3), 37–62.

6. Banco Interamericano de Desarrollo (BID). (2023). Hacia una agenda de transición energética en el Perú: Una propuesta (Nota técnica IDB-TN-02746). https://publications.iadb.org/publications/spanish/document/Hacia-una-agenda-de-transicion-energetica-en-el-Peru-una-propuesta.pdf

7. Cámara de Comercio de Lima. (2022). Retraso en licitaciones del plan de transmisión vigente afectará proyectos renovables. Revista digital de la Cámara de Comercio de Lima. https://lacamara.pe/retraso-en-licitaciones-del-plan-de-transmision-vigente-afectara-proyectos-renovables

8. Campodónico, H., & Carrera, C. (2022). Energy transition and renewable energies: Challenges for Peru. Energy Policy, 171, 113261. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2022.113261

9. Centro de Estudios sobre China y Asia Pacífico. (2025). Las empresas chinas en la economía peruana: Presencia y evolución (Working Paper N.° 12). Universidad del Pacífico. https://cechap.up.edu.pe/wp-content/uploads/SPA-Cechap-DT12-Las-Empresas-Chinas-en-la-Economia-Peruanarev3.pdf

10. Centro de Estudios sobre China y Asia Pacífico. (2026a). América Latina, China y una transición energética justa: Serie de documentos de trabajo. Universidad del Pacífico. https://cechap.up.edu.pe/resena/america-latina-china-y-una-transicion-energetica-justa-serie-de-documentos-de-trabajo/

11. Centro de Estudios sobre China y Asia Pacífico. (2026b). Base de datos sobre presencia e inversión directa de empresas chinas en el Perú [Base de datos institucional interna, actualización 2026]. Universidad del Pacífico.

12. CEPAL. (1998). Las reformas energéticas y el uso eficiente de la energía en el Perú (Serie Medio Ambiente y Desarrollo N.° 12, LC/L.1159). Comisión Económica para América Latina y el Caribe. https://repositorio.cepal.org/bitstreams/2a3b998d-31d0-4998-8bb1-e18c393bbbed/download

13. Climate Action Tracker. (2025). Perú. https://climateactiontracker.org/countries/peru/

14. CNPC. (2017). CNPC in Latin America. https://www.cnpc.com.cn/en/Enla/201704/da47e952b45841609119e1e4240f332e/files/a717363d3d8e4c98aa6e53746e6cfedc.pdf

15. Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES). (2026). Estadística anual 2025. Recuperado el 14 de enero de 2026, de https://www.coes.org.pe/Portal/publicaciones/estadisticas/estadistica?anio=2025

16. Congreso de la República del Perú. (2021). Ley N.° 31112: Ley que establece el control previo de operaciones de concentración empresarial. https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/1709323/Ley%2031112.pdf.pdf

17. Congreso de la República del Perú. (2025). Ley N.° 32249: Ley que modifica la Ley 28832, Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica. Diario Oficial El Peruano, 19 de enero de 2025. https://busquedas.elperuano.pe/dispositivo/NL/2363369-2

18. Congreso de la República del Perú. (2026). Proyecto de Ley N.° 14288/2025-CR: Ley que declara de interés y prioridad estratégica nacional el desarrollo de la cuenca gasífera de Madre de Dios para el fortalecimiento de la seguridad energética del Perú y el desarrollo de la Amazonía. https://api.congreso.gob.pe/spley-portal-service/archivo/MzgwNjQx/pdf/

19. Congreso de la República del Perú. (2026b). Ley N.° 32560: Ley que promueve la generación eléctrica de origen nuclear y la instalación de reactores modulares pequeños (SMR). Diario Oficial El Peruano, 22 de marzo de 2026. https://busquedas.elperuano.pe/dispositivo/NL/2498695-1

20. ContourGlobal. (2014). CG inaugurates Peru's largest wind farm. https://www.contourglobal.com/news/cg-inaugurates-perus-largest-wind-farm/

21. Cuatrecasas. (2023, 11 de abril). Luz del Sur firma contrato para adquirir el 100% del capital social de Sojitz Arcus Investment.

https://www.cuatrecasas.com/es/spain/art/luz-del-sur-firma-contrato-para-adquirir-el-100-del-capital-social-de-sojitz-arcus

22. Decreto Legislativo N.° 1002. (2008). Decreto Legislativo de promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables. Presidencia de la República. https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/893170/DL-1002.pdf

23. Decreto Supremo N.° 009-93-EM. (1993). Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas. Diario Oficial El Peruano. https://www.gob.pe/institucion/osinergmin/normas-legales/727782-009-93-em

24. De la Torre. (2026). ¿Transición energética sin transformación? China y la persistencia de la especialización en América Latina. (Working Paper #13). CIUP, Universidad del Pacífico.

25. Durand, F. (2016). Cuando el poder extractivo captura el Estado: Lobbies, puertas giratorias y paquetazo ambiental en Perú. Oxfam. https://peru.oxfam.org/lo-%C3%BAltimo/publicaciones/cuando-el-poder-extractivo-captura-el-estado

26. El Comercio. (2017). MEM: No habrá subastas de energías renovables este año. https://elcomercio.pe/economia/mem-habra-subastas-energias-renovables-ano-422734-noticia/

27. El Comercio. (2026b). Luz del Sur responde tras sanción administrativa de Indecopi: Ratifica la transparencia en sus procesos de inversión y apelará decisión. https://elcomercio.pe/economia/peru/luz-del-sur-responde-tras-sancion-administrativa-de-indecopi-ratifica-la-transparencia-en-sus-procesos-de-inversion-l-ultimas-noticia/

28. Enel. (2023a). Enel Peru signs agreement to sell its distribution, supply and advanced energy services' assets to CSGI. https://www.enel.com/content/dam/enel-common/press/en/2023-april/PR%20Enel%20CSGI.pdf

29. Enel. (2024). Enel closes sale of electricity distribution and supply businesses in Peru. https://www.enel.com/content/dam/enel-common/press/en/2024-june/PR%20closing%20distribution%20Peru50.pdf

30. Enel Green Power. (2018a). Enel inaugurates Peru's largest solar PV plant. https://www.enelgreenpower.com/media/press/2018/03/enel-inaugurates-perus-largest-solar-pv-plant

31. Enel Green Power. (2018b). Enel becomes Peru's main renewable player after commissioning country's largest wind farm. https://www.enelgreenpower.com/media/press/2018/06/enel-becomes-perus-main-renewable-player-after-commissioning-countrys-largest-wind-farm

32. Energiminas. (2026). Junio 2026 (N.° 127). https://digital.energiminas.com/edicion/127

33. ENGIE Energía Perú. (2023). Central Eólica Punta Lomitas entra en operación comercial. https://engie-energia.pe/notas-de-prensa/central-eolica-punta-lomitas-entra-en-operacion-comercial

34. ENGIE Energía Perú. (2024). ENGIE cierra compra de centrales y proyectos eólicos por un total de 76.8 MW en Cajamarca. https://engie-energia.pe/notas-de-prensa/engie-cierra-compra-de-centrales-y-proyectos-eolicos-por-un-total-de-76-8-MW-en-cajamarca

35. Expreso. (2026). Energías renovables crecieron sin brújula en últimos cinco años por falta de voluntad política. https://www.expreso.com.pe/economia/energias-renovables-crecieron-sin-brujula-en-ultimos-cinco-anos-por-falta-de-voluntad-politica-coes-noticia/1297299

36. Foro China-CELAC. (2021). Plan de Acción Conjunto de Cooperación en Áreas Claves China-CELAC (2022-2024). https://www.fmprc.gov.cn/esp/wjdt/gongbao/202112/t20211213_10467311.html

37. Foro China-CELAC. (2025). Plan de Acción Conjunto China-CELAC para la Cooperación en Áreas Claves (2025-2027). IV Reunión Ministerial del Foro China-CELAC, Beijing.

38. Gamio, P. (2021). Energías renovables alternativas, un reto para el Perú. Revista Derecho Público Económico, 1(1). https://doi.org/10.18259/dpe.2021002

39. GenRent International. (2017). 80MW Power Plant Iquitos, Peru. https://genrent.international/projects/80MW-power-plant-iquitos%2C-Peru

40. Gobierno de la República Popular China & Gobierno de la República del Perú. (2015). Declaración conjunta entre el Gobierno de la República Popular China y el Gobierno de la República del Perú. Lima, 22 de mayo de 2015. https://www.fmprc.gov.cn/web/gjhdq_676201/gj_676203/nmz_680924/1206_680998/1207_681010/201505/t20150523_9369012.shtml

41. Hunt Oil Company. (2026). Hunt Oil Company of Perú / Hunt LNG Operating Company. https://www.huntoil.com/what-we-do/peru/

42. Infobae. (2025a). ¿Avances o retrocesos regulatorios en el sector eléctrico? La reglamentación pendiente de la Ley 32249. https://www.infobae.com/peru/2025/09/05/avances-o-retrocesos-regulatorios-en-el-sector-electrico-la-reglamentacion-pendiente-de-la-ley-32249/

43. Infobae. (2026a). Luz del Sur apelará histórica sanción de Indecopi que involucra a su matriz china CTG en un caso de concentración empresarial en Perú. https://www.infobae.com/peru/2026/01/20/luz-del-sur-apelara-historica-sancion-de-indecopi-que-involucra-a-su-matriz-china-ctg-en-un-caso-de-concentracion-empresarial-en-peru

44. Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual (INDECOPI). (2024). El Indecopi autoriza con condiciones la operación de adquisición de Enel Distribución por parte de China Southern Power Grid International [Nota de prensa]. https://www.gob.pe/institucion/indecopi/noticias/902252-el-indecopi-autoriza-con-condiciones-la-operacion-de-adquisicion-de-enel-distribucion-por-parte-de-china-southern-power-grid-international

45. Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual (INDECOPI). (2026, 9 de enero). Resolución N.° 012-2026/CLC-INDECOPI (versión pública, 59 pp.). https://img.lpderecho.pe/wp-content/uploads/2026/01/Res.-012-2026-CLC-Indecopi-LPDerecho.pdf

46. Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI). (2026). Condiciones de vida en el Perú: Enero–febrero–marzo 2026. Informe técnico. INEI. https://www.gob.pe/institucion/inei/informes-publicaciones/8285402-condiciones-de-vida-en-el-peru-i-trimestre-2026

47. Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI). (2025). Evolución de los indicadores de pobreza multidimensional, 2015–2024: Informe técnico. INEI. https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/8150471/6823750-informe-tecnico-evolucion-de-los-indicadores-de-pobreza-multidimensional-2015-2024%282%29.pdf?v=1751504670

48. Instituto Peruano de Economía. (2025). Mercado energético en el país. https://www.ipe.org.pe/wp-content/uploads/2025/01/Estudio-Mercado-energetico-en-el-pais.pdf

49. LexLatin. (2017). Actualización: Odebrecht vende hidroeléctrica Chaglla en Perú a consorcio liderado por firmas chinas. https://lexlatin.com/noticias/actualizacion-odebrecht-vende-hidroelectrica-chaglla-en-peru-consorcio-liderado-por-firmas

50. LexLatin. (2021). China Three Gorges presenta OPA para comprar participación en Luz del Sur. https://lexlatin.com/noticias/three-gorges-opa-comprar-participacion-luz-sur

51. LexLatin. (2020). Perú aprueba la compra de Luz del Sur por China Three Gorges. https://lexlatin.com/noticias/indecopi-aprueba-compra-distribuidora-electrica-peruana-luz-del-sur-china-three

52. Linares, D., & Saavedra, D. (2019). El Lote 58 del Bajo Urubamba: Las obligaciones de China frente a los derechos indígenas en el sector hidrocarburos. Derecho, Ambiente y Recursos Naturales (DAR). https://dar.org.pe/wp-content/uploads/2020/10/Informe_Lote-58.pdf

53. Luz del Sur. (2024). Se recibió los parques eólicos “Tres Hermanas” y “Marcona” [Nota informativa]. https://www.luzdelsur.pe/es/InformacionCorporativa/Noticia?id=6

54. Luz del Sur. (2025a). Memoria integrada 2024 [Memoria integrada]. https://cdn.luzdelsur.com.pe/weblds/nuestraempresa/Memoria%20integrada%202024.pdf

55. Luz del Sur. (2025b). Luz del Sur compra el 100% de Energía Renovable del Sur (San Juan de Marcona) por hasta USD 253 millones [Comunicado]. https://www.luzdelsur.pe/es/InformacionCorporativa/Noticia?id=26

56. Macroconsult. (2024). Dimensionamiento de la pobreza energética del Perú y el rol del gas licuado de petróleo (GLP) [Presentación]. Macroconsult. https://spgl.org.pe/wp-content/uploads/2024/09/PPT-Pobreza-Energetica-MACRO-CONSULT-setiembre-2024.pdf

57. Merino, R. (2026). Gobernanza socioambiental e inversiones chinas: el caso de Perú (América Latina, China y una Transición Energética Justa: Serie de Documentos de Trabajo). Universidad del Pacífico Centro de Estudios sobre China y Asia-Pacífico, Boston University Global Development Policy Center. https://doi.org/10.21678/cechap.2026.jet.dt7

58. Ministerio de Energía y Minas. (2010). Aprueban Política Energética Nacional del Perú 2010–2040: Decreto Supremo N.° 064. https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/898446/DS-064-2010-EM.pdf

59. Ministerio de Energía y Minas. (2022). Resolución Ministerial N.° 160-2022-MINEM/DM: Fijan en siete (7) horas las horas de regulación de acuerdo a lo establecido en el literal d) del artículo 110 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas. Diario Oficial El Peruano. https://busquedas.elperuano.pe/dispositivo/NL/2063094-1

60. Ministerio de Energía y Minas. (2023). Resolución Directoral N.° 046-2023-MINEM-DGAAE. https://www.gob.pe/institucion/minem/normas-legales/4117898-046-2023-minem-dgaae

61. Ministerio de Energía y Minas. (2024a). Balance Nacional de Energía 2022. https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/6350382/5575775-balance-nacional-de-energia-2022.pdf

62. Ministerio de Energía y Minas. (2024b). Anuario Estadístico de Electricidad 2023: Capítulo 3 – Generación de energía eléctrica. Dirección General de Electricidad (DGE). https://www.gob.pe/institucion/minem/informes-publicaciones/6411602-anuario-estadistico-de-electricidad-2023

63. Ministerio de Energía y Minas. (2025b). Informe Estadístico Upstream / Febrero 2025. https://www.gob.pe/institucion/minem/informes-publicaciones/6607823-informe-estadistico-upstream-febrero-2025

64. Ministerio de Energía y Minas. (2025c). Política energética nacional del Perú 2010–2040: Reporte de cumplimiento 2024. Oficina General de Planeamiento y Presupuesto. https://www.gob.pe/institucion/minem/informes-publicaciones/6862743-reporte-de-cumplimiento-de-la-politica-energetica-nacional-del-peru-2010-2040-ano-2024

65. Ministerio de Energía y Minas. (2025d). Balance Nacional de Energía 2023. https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/8960878/7375557-balance-nacional-de-energia-bne-2023.pdf?v=1762528101

66. Ministerio de Energía y Minas. (2025f). Resolución Ministerial N.° 189-2025-MINEM/DM: Definen Horas de Punta del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, para efectos de la evaluación de la indisponibilidad de las unidades generadoras. Diario Oficial El Peruano. https://www.gob.pe/institucion/minem/normas-legales/6868906-189-2025-minem-dm

67. Ministerio de Energía y Minas. (2025g). Resolución Directoral N.° 0287-2025-MINEM/DGAAE. https://www.gob.pe/institucion/minem/normas-legales/7476299-0287-2025-minem-dgaae

68. Ministerio de Energía y Minas. (2025h). MINEM ratifica intención de implementar proyectos de gas natural para el Macro Sur. https://www.gob.pe/institucion/minem/noticias/1275598-minem-impulsa-masificacion-del-gas-natural-en-el-sur-con-nuevos-proyectos-en-cusco-arequipa-tacna-huancavelica-y-puno

69. Ministerio de Energía y Minas. (2025i). Generación eléctrica eólica y solar aumentó en 66% y 32%, respectivamente, durante el 2024. Plataforma del Estado Peruano. https://www.gob.pe/institucion/minem/noticias/1121351-minem-generacion-electrica-eolica-y-solar-aumento-en-66-y-32-respectivamente-durante-el-2024

70. Ministerio de Energía y Minas. (2026a). MINEM adopta acciones inmediatas para reforzar la seguridad energética del país tras deflagración en ducto de gas natural. https://www.gob.pe/institucion/minem/noticias/1360310-minem-adopta-acciones-inmediatas-para-reforzar-la-seguridad-energetica-del-pais-tras-deflagracion-en-ducto-de-gas-natural

71. Ministerio de Energía y Minas. (2026b). Resolución Ministerial N.° 171-2026-MINEM/DM: Disponen publicación del proyecto de "Decreto Supremo que aprueba el Reglamento de los Servicios Complementarios y modifica el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, el Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad y el Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema - COES". Diario Oficial El Peruano. https://busquedas.elperuano.pe/dispositivo/NL/2507510-1

72. Ministerio de Energía y Minas. (2026c). Libro Anual de Recursos de Hidrocarburos 2024. Dirección General de Hidrocarburos. https://www.gob.pe/institucion/minem/colecciones/17474-libro-anual-de-recursos-de-hidrocarburos

73. Ministerio de Energía y Minas (MINEM) & Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ). (2020a). Hoja de ruta hacia redes eléctricas inteligentes en el Perú (Resumen de políticas). Proyecto Distribución Eléctrica 4.0. https://distribucionelectrica4.minem.gob.pe/giz/wp-content/uploads/2020/07/04_Hoja-de-Ruta-Smart-1.pdf

74. Ministerio de Relaciones Exteriores de China. (2016). Xi Jinping sostiene conversación con su homólogo peruano Kuczynski: jefes de Estado acuerdan promover mejor y más rápido desarrollo de la asociación estratégica integral China-Perú. https://www.fmprc.gov.cn/esp/wjb/zzjg/ldmzs/xwlb/201611/t20161124_935286.html

75. Ministerio de Relaciones Exteriores del Perú. (2024, 14 de noviembre). Declaración conjunta entre la República del Perú y la República Popular China sobre la profundización de la Asociación Estratégica Integral. https://www.gob.pe/institucion/rree/noticias/1057893-declaracion-conjunta-entre-la-republica-del-peru-y-la-republica-popular-china-sobre-la-profundizacion-de-la-asociacion-estrategica-integral

76. Ministerio del Ambiente (MINAM). (2016a). Perú ratifica el Acuerdo de París y consolida su liderazgo climático mundial. https://www.minam.gob.pe/notas-de-prensa/peru-ratifica-el-acuerdo-de-paris/

77. Ministerio del Ambiente (MINAM). (2016b). Ministerio del Ambiente de Perú y el Ministerio de Protección Ambiental de la República Popular China firmaron acuerdo de cooperación. https://www.minam.gob.pe/notas-de-prensa/ministerio-del-ambiente-de-peru-y-el-ministerio-de-proteccion-ambiental-de-la-republica-popular-china-firmaron-acuerdo-de-cooperacion/

78. Ministerio del Ambiente (MINAM). (2022). Decreto Supremo N.° 003-2022-MINAM: Declaran de interés nacional la emergencia climática. El Peruano. https://busquedas.elperuano.pe/dispositivo/NL/2033317-1

79. Moody's Local - Clasificadora de Riesgo S.A. (2024). Informe final: Energía Eólica S.A. https://www.contourglobal.com/wp-content/uploads/2025/06/MLPE_Informe-Final_Energia-Eolica-Set-2024.pdf

80. OECD. (2025). Estudios económicos de la OCDE: Perú 2025. Supporting the green transition. https://www.oecd.org/es/publications/estudios-economicos-de-la-ocde-peru-2025_626594d0-es/full-report/supporting-the-green-transition_0cbb0369.html

81. Osinergmin. (2016). El Informativo, año 21, n.° 2 [Boletín informativo]. https://www2.osinergmin.gob.pe/publicacionesgrt/pdf/Informativo/INFO-A21N02.pdf

82. Osinergmin. (2017). La industria de la energía renovable en el Perú: 10 años de mecanismos de promoción. https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/Osinergmin-Energia-Renovable-Peru-10anios.pdf

83. Osinergmin. (2019a). Energías renovables: Experiencia y perspectivas en la ruta del Perú hacia la transición energética. https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/Osinergmin-Energias-Renovables-Experiencia-Perspectivas.pdf

84. Osinergmin. (2019b). Resolución de Consejo Directivo N.° 144-2019-OS/CD: Modificación del numeral 8.6.3 del Procedimiento Técnico del COES N.° 26, Cálculo de la Potencia Firme. https://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/pdf/2019/

Osinergmin-144-2019-OS-CD.pdf

85. Osinergmin. (2021). La industria del gas natural en el Perú: Mirando al bicentenario y perspectivas recientes. https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/Libro-Industria-Gas-Natural-Peru-bicentenario.pdf

86. Osinergmin. (2024). El Informativo: Abril 2024 – Año 29 – N.° 02 – Boletín Trimestral. https://www2.osinergmin.gob.pe/publicacionesgrt/pdf/Informativo/El%20Informativo%20-%20Abril%202024%20v4.pdf

87. Osinergmin. (2024b). Boletín estadístico de producción, procesamiento, transporte y consumo de gas natural, segundo trimestre de 2024. https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/7392724/6303982-boletin-estadistico-de-gas-natural-trimestre-2024-ii.pdf?v=1734544023

88. Osinergmin. (2025). En Puno, central hidroeléctrica San Gabán III inició operación comercial. https://www.gob.pe/institucion/osinergmin/noticias/1184903-en-puno-central-hidroelectrica-san-gaban-iii-inicio-operacion-comercial

89. Osinergmin. (2026b). Osinergmin monitorea activación del mecanismo de racionamiento por emergencia en el sistema de transporte de gas natural. https://www.gob.pe/institucion/osinergmin/noticias/1360502-osinergmin-monitorea-activacion-del-mecanismo-de-racionamiento-por-emergencia-en-el-sistema-de-transporte-de-gas-natural

90. Perú Energía. (2025a). Promulgan modificación de la Ley 28832 que abre el mercado de generación para nuevas tecnologías. https://peruenergia.com.pe/promulgan-modificacion-de-ley-28832-que-abre-el-mercado-de-generacion-para-nuevas-tecnologias/

91. PERUPETRO. (2020). Final Perupetro Presentation Feb. 6 2020. https://www.perupetro.com.pe/wps/wcm/connect/corporativo/e323fa95-24b6-463a-905e-d3cb29af2d79/FINAL%20Perupetro%20Presentation%20Feb%206%202020.pdf?MOD=AJPERES

92. PERUPETRO. (2023a). PERUPETRO firma contratos por los Lotes I y VI con Petroperú. https://www.perupetro.com.pe/wps/portal/corporativo/PerupetroSite/prensa/notas%20de%20prensa/?uri=nm:oid:NDP_ContratosPetroperu

93. PERUPETRO. (2023b). PERUPETRO firma contrato de licencia por el Lote VII con Olympic. https://www.perupetro.com.pe/wps/portal/corporativo/PerupetroSite/?uri=nm:oid:NDP_PerupetroFirmaOlympic

94. ProInversión. (2016). Contrato de colaboración empresarial: Proyecto Central Hidroeléctrica San Gabán III [Contrato]. https://apps.proinversion.gob.pe/LP/sangaban/docs/San_Gaban_III_enero_2016.pdf

95. Radomski, J., Ray, R., Sanborn, C., & Serrano, S. (2026). ¿De “la maldición de los recursos” a “futuros renovables”? Inversiones chinas y una transición justa en América Latina (América Latina, China y una Transición Energética Justa: Serie de Documentos de Trabajo). (Working Paper #1). Universidad del Pacífico Centro de Estudios sobre China y Asia-Pacífico; Boston University Global Development Policy Center. https://repositorio.up.edu.pe/handle/11354/6491

96. Sanborn, C. A., Pareja, A., & Quispe, D. (2024). De Marcona a Chancay: La presencia económica y empresarial china en el Perú, 1992–2023 (1.ª ed.). Universidad del Pacífico. https://doi.org/10.21678/978-9972-57-546-4

97. Sempra Energy. (2019a). Sempra Energy announces planned sale of businesses in Peru and Chile. https://www.sempra.com/sempra-energy-announces-planned-sale-businesses-peru-and-chile

98. Sempra Energy. (2019b). Sempra Energy announces agreement to sell stake in Luz del Sur in Peru. https://www.sempra.com/sempra-energy-announces-agreement-sell-stake-luz-del-sur-peru

99. Shougang Generación Eléctrica S.A.A. (2026). Memoria anual 2025. https://www.shougesa.com.pe/wp-content/uploads/2026/02/MEMORIA-ANUAL-2025.pdf

100. Sociedad Peruana de Derecho Ambiental (SPDA). (2026). Expansión gasífera en zonas protegidas: el Proyecto de Ley 14288/2025-CR pone en riesgo a las áreas naturales de Madre de Dios [Opinión legal]. https://www.actualidadambiental.pe/congreso-impulsa-proyectos-hidrocarburos-parques-nacionales/

101. Ter-Minassian, T. (2018). State-owned enterprises and fiscal risks in Peru. Banco Interamericano de Desarrollo. https://publications.iadb.org/en/publication/12941/state-owned-enterprises-and-fiscal-risks-peru

102. Vásquez Baca, U., Fernández Canchos, C. del P., & Barros Pozo, P. M. (2023). Una aproximación de la pobreza energética en Perú: Aportes para la Región de Loreto. Collectivus. Revista de Ciencias Sociales, 10(1), 147–180. https://doi.org/10.15648/Collectivus.vol10num1.2023.3569

103. Vásquez, U., & Gamio, P. (2018). Transición energética con energías renovables para la seguridad energética en el Perú: Una propuesta de política pública resiliente al clima. Espacio y Desarrollo, 31, 193–222. https://doi.org/10.18800/espacioydesarrollo.201801.008

104. Xi, J. (2025). Taking on the challenges of our times together and jointly advancing global climate governance [Discurso]. Leaders Meeting on Climate and the Just Transition, 23 de abril de 2025. https://www.mfa.gov.cn/mfa_eng./xw/zyxw/202504/t20250423_11602660.html

Anexos

Anexo 1. Entrevistas realizadas entre mayo y noviembre del 2025

Codificación/N.°	Entrevistado (nombre o condición)	Perfil y relevancia de entrevistado
Entrevista 1	Entrevistado no autorizó referencia directa	Especialista en política energética y transición con experiencia en gestión pública. Aporta evidencia sobre discontinuidad de instrumentos, coordinación y condiciones institucionales y de red para sostener nueva capacidad RER.
Entrevista 2	Entrevistado no autorizó referencia directa	Especialista en hidrocarburos y regulación energética. Aporta lectura causal sobre incentivos pro-gas, barreras político-regulatorias y por qué, bajo reglas actuales, se priorizan inversiones de menor riesgo frente a nuevos proyectos RER.
Entrevista 3	Entrevistado no autorizó referencia directa	Abogado(a) con experiencia en inversiones en sectores regulados. Aporta evidencia sobre rutas de entrada, asignación de riesgos y fricciones legales que encarecen permisos y afectan la decisión entre adquisiciones y desarrollo de proyectos nuevos.
Entrevista 4	Ricardo Lopes Kotz	Investigador en economía política de inversión china y cadenas de valor en energía verde. Aporta marco comparativo regional sobre patrones de inserción, condiciones para encadenamientos locales y límites institucionales que explican resultados desiguales
Entrevista 5	Entrevistado no autorizó cita ni referencia directa	Especialista en gobernanza de recursos naturales y sostenibilidad. Aporta evidencia sobre permisología, coordinación estatal y conflictividad, y cómo estas fricciones elevan riesgos, plazos y costos para proyectos de transición.
Entrevista 6	Alfredo Dammert Lira	Economista y especialista en regulación energética con experiencia en el regulador y en academia. Aporta criterios sobre señales de inversión, reglas de potencia y servicios y condiciones para integrar renovables con redes y flexibilidad.
Entrevista 7	Representantes de AEDIVE Perú	Gremio empresarial del ecosistema de electromovilidad. Aporta evidencia sobre barreras de despliegue, necesidad de estándares y coordinación, y oportunidades de servicios y capacidades locales asociadas a la transición.
Entrevista 8	Representante del MINEM	Representante técnica vinculada a planificación y gestión energética. Aporta la posición institucional sobre prioridades operativas, diseño de instrumentos, coordinación interinstitucional y condiciones habilitantes para acelerar RER.
Entrevista 9	Entrevistado no autorizó referencia directa	Abogado(a) con especialización en regulación y contratos del subsector eléctrico. Aporta evidencia sobre riesgos legales y administrativos de proyectos y ajustes normativos que reducirían incertidumbre y mejorarían la "bancabilidad" de nueva capacidad RER.

Nota sobre el uso de inteligencia artificial: Se utilizaron herramientas de inteligencia artificial como apoyo en la revisión editorial del manuscrito, y la revisión ortográfica y de puntuación. El análisis, la interpretación y las conclusiones son responsabilidad de los autores.

Sobre los autores

Cynthia A. Sanborn sanborn_ca@up.edu.pe

Directora del Centro de Estudios sobre China y Asia-Pacífico y profesora del Departamento de Ciencias Sociales y Políticas de la Universidad del Pacífico. Es doctora y magíster en Gobierno por la Universidad de Harvard, y licenciada en Ciencia Política por la Universidad de Chicago. Ha sido Vicerrectora de Investigación, jefa de departamento y directora del CIUP, así como profesora visitante en la Universidad de Harvard y Resident Fellow en el Woodrow Wilson Center. Sus intereses de investigación incluyen la política y la gobernanza de las industrias extractivas, así como la presencia de China en América Latina.

Sergio Serrano sa.serranoc@up.edu.pe

Economista por la Pontificia Universidad Católica del Perú, con especialización en Preparación y Evaluación de Estudios de Impacto Ambiental en el Sector Minero-Energético, realizada en el Instituto de la Naturaleza, Tierra y Energía (INTE-PUCP). Cuenta con experiencia en investigación aplicada sobre industrias extractivas, gobernanza ambiental y transición energética en América Latina. Es coautor de artículos publicados en Energy Research & Social Science, The Journal of Environment & Development y World Development.

Marco Curi marcocuricechap@gmail.com

Marco Curi es Investigador afiliado al Centro de Estudios sobre China y Asia-Pacífico de la Universidad del Pacífico. Es Economista por la Universidad Peruana de Ciencias Aplicadas y realizó una estancia de investigación en la Universidad Nacional Autónoma de México. Sus intereses de investigación se centran en la transición energética y el comercio exterior de América Latina.