Revista Peruana de Energía N° 13
EDICIÓN 2026
Quinta entrega



La permisología ambiental en el sector energético peruano frente a la transición energética: Desafíos y oportunidades para la inversión

Ronald Enrique Ordaya Pando

Ingeniero Mecánico con maestrías en Energías Renovables y Gestión Ambiental. Cuenta con más de 25 años de experiencia en los sectores minero-energético e industrial, desempeñando funciones de planificación, control, supervisión y dirección tanto en el ámbito público como privado. Entre 2015 y 2026 se desempeñó como Director de Evaluación Ambiental en los sectores de Electricidad, en el Ministerio de Energía y Minas (MINEM), y de Industria, en el Ministerio de la Producción (PRODUCE). Asimismo, ocupó el cargo de Director en la Dirección de Calidad y Evaluación de Recursos Hídricos de la Autoridad Nacional del Agua (ANA).

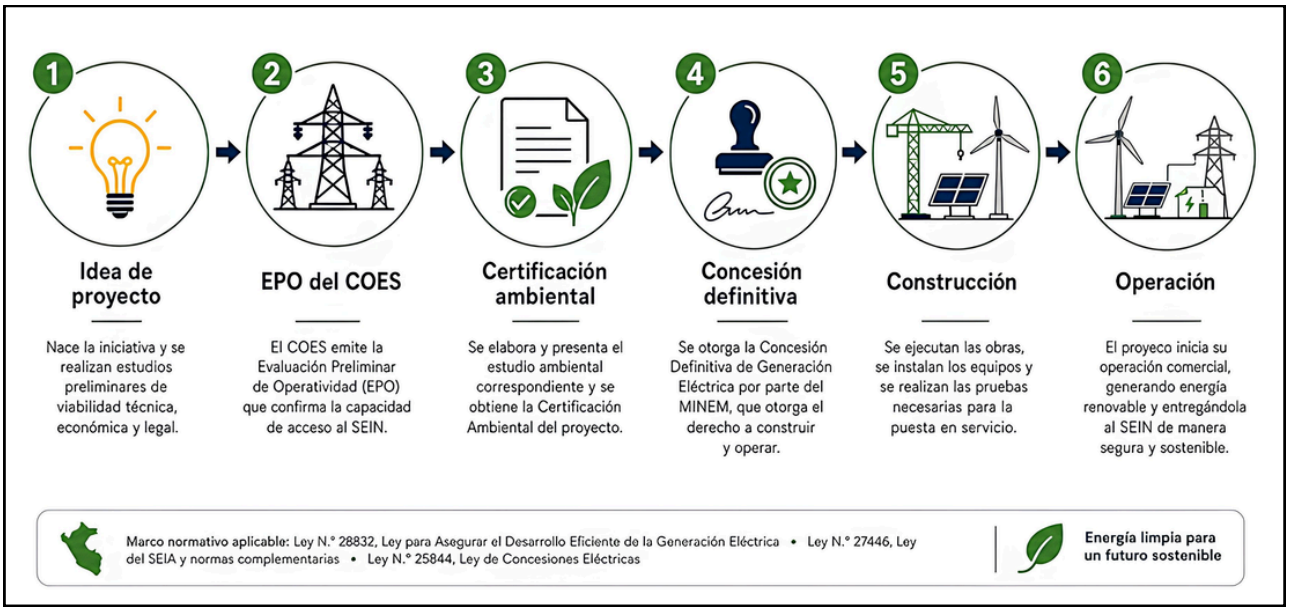
1. ¿PERMISOS AMBIENTALES O LABERINTO REGULATORIO?

En el Perú, cada año se aprueban estudios ambientales de proyectos eléctricos que nunca llegan a construirse. Esa paradoja es el punto de partida de este artículo.

Los procedimientos de certificación ambiental ocupan un lugar central en el ciclo de los proyectos eléctricos de energía renovable no convencionales (específicamente la eólica y solar fotovoltaica), pero hay algo que conviene tener claro desde el principio: un permiso ambiental no desencadena el inicio de la construcción. Lo que hace es confirmar que, desde el punto de vista ambiental, el proyecto es viable, ni más ni menos.

En los últimos años, tanto Senace como el MINEM han reportado la aprobación de proyectos de electricidad por montos que superan los cinco mil millones de dólares, lo que indica que el sistema está activo y procesando solicitudes. Pero cuando se revisan los datos del COES -el organismo que evalúa si los proyectos son técnicamente viables para conectarse a la red-, la historia es diferente: solo una pequeña parte de las centrales fotovoltaicas y eólicas que obtienen todas sus aprobaciones llegan a construirse. La brecha entre "aprobado en papel" y "central generando electricidad" es persistente y creciente.

Figura 1. *Flujo de un proyecto eléctrico de energía renovable: de la idea a la operación*



Fuente: Elaboración propia*

* Los gráficos incluidos en este artículo fueron elaborados con apoyo de herramientas de inteligencia artificial. El autor revisó y validó el contenido final.

De ahí la pregunta que organiza este artículo: ¿cuánto pesan realmente los permisos ambientales en la decisión de invertir en energía renovable? ¿Es la burocracia ambiental el freno principal, o hay otros factores que explican mejor por qué tantos proyectos se quedan en el camino? Para responderla, revisaremos el marco normativo, el reparto de responsabilidades institucionales y la relación entre la certificación ambiental, la planificación eléctrica y las decisiones de inversión. El objetivo es claro: identificar qué funciona, qué traba y qué se puede mejorar.

2. EL MAPA DE REGLAS: CÓMO FUNCIONA HOY LA PERMISOLOGÍA AMBIENTAL

2.1. EN QUÉ CONSISTE REALMENTE LA CERTIFICACIÓN AMBIENTAL

Empecemos por lo básico. La certificación ambiental es el acto mediante el cual una autoridad del Estado revisa el estudio ambiental de un proyecto y dice: "sí, desde el punto de vista ambiental, este proyecto puede desarrollarse bajo estas condiciones". No da luz verde para construir ni para operar. Eso lo hacen otros títulos habilitantes, como las concesiones, las autorizaciones sectoriales, entre otros, que se tramitan en ventanillas distintas. La certificación ambiental es un requisito previo e independiente, y su lógica está contenida en el Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA).

El SEIA se materializa en tres tipos de estudios ambientales según la magnitud de los impactos previstos: la Declaración de Impacto Ambiental (DIA) para proyectos de bajo impacto; el Estudio de Impacto Ambiental semidetallado (EIA-sd) para impactos moderados; y el EIA detallado (EIA-d) para los más complejos. Quién evalúa cada instrumento, es una cuestión que depende de la escala del proyecto: Senace se encarga de los EIA-d más grandes, la DGAAE del MINEM maneja los de escala intermedia, y los gobiernos regionales atienden los más pequeños. Un sistema que sobre el papel es ordenado, pero que en la práctica genera sus propias tensiones.

2.2. CERTIFICADOS CON FECHA DE CADUCIDAD: VIGENCIA Y ACTUALIZACIONES

Hay un detalle del sistema que suele pasarse por alto y que tiene consecuencias prácticas importantes: los certificados ambientales tienen fecha de vencimiento. Si un proyecto obtiene su certificación, pero no inicia obras en los cinco años siguientes, esa certificación caduca. El titular tendría que volver a empezar, con un nuevo estudio que refleje los cambios ocurridos en el entorno socioambiental, en la normativa y en el diseño del proyecto.

Ahora bien, una vez que el proyecto inicia las obras dentro de ese plazo, la certificación lo acompaña durante toda su vida útil, siempre que el titular cumpla sus compromisos y tramite las modificaciones cuando corresponda. Esto quedó precisado por el Decreto Legislativo N.° 1394. En el subsector electricidad, el Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades Eléctricas – RPAAE, aprobado con Decreto Supremo N.° 014-2019-EM, representó una puesta al día significativa, la primera en más de veinte años, para alinear las reglas sectoriales con el marco general del SEIA.

2.3. PARTICIPACIÓN CIUDADANA: DEL PAPEL AL TERRITORIO

Ningún estudio ambiental existe en el vacío. Detrás de cada proyecto hay comunidades, territorios y personas que tienen derecho a saber qué se planea hacer cerca de sus casas o terrenos, y a decir lo que piensan al respecto. Eso es la participación ciudadana, y en el sector electricidad tiene su propio reglamento: el Reglamento de Participación Ciudadana para la realización de Actividades Eléctricas - RPCAE, aprobado por el Decreto Supremo N.° 016-2023-EM, que reemplazó unos lineamientos del 2010 y puso las reglas al día.

El RPCAE define los mecanismos concretos: talleres, audiencias públicas, espacios de diálogo, y precisa quién debe hacer qué: el titular, la autoridad sectorial y la autoridad ambiental. La actualización respondió, en buena parte, a conflictos socioambientales surgidos en proyectos anteriores, en los que las comunidades sentían que no habían sido informadas a tiempo ni escuchadas de verdad. Para los inversionistas, esto significa que ya no basta con presentar el estudio ambiental: también es necesario demostrar que la población potencialmente involucrada fue informada y participó de manera adecuada. Ese trabajo previo puede demandar más tiempo al inicio del trámite, pero disminuye la probabilidad de conflictos sociales que luego retrasen o frenen la obra.

3. QUIÉN DECIDE QUÉ: EL ROMPECABEZAS INSTITUCIONAL

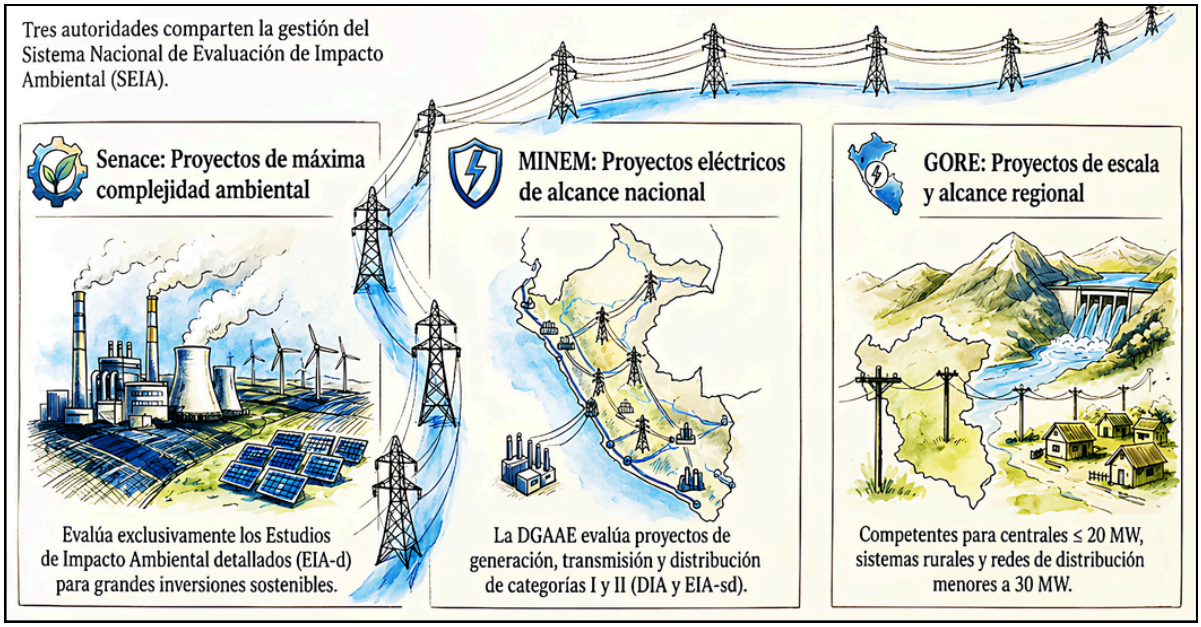
3.1. SENACE, MINEM Y GORE: REPARTO (¿IMPERFECTO?) DE TAREAS

Cuando un desarrollador quiere construir una central solar o eólica en el Perú, una de las primeras preguntas que debe hacerse es: ¿quién evalúa el estudio ambiental? La respuesta depende del tamaño y complejidad del proyecto. Si la central es grande y de alto impacto ambiental, el responsable es Senace. Si es mediana o pequeña pero fuera del rango de los GORE, lo ve la DGAAE del MINEM.

Y si la potencia es de 20 MW o menos -como ocurre con muchos proyectos comunitarios o de pequeña escala-, la evaluación recae en el gobierno regional correspondiente.

Sobre el papel, este reparto parece lógico y eficiente. En la práctica, genera ciertas fricciones. La DGAAE ha expuesto situaciones en las que Senace y la propia DGAAE han llegado a clasificaciones distintas para proyectos similares. También hay casos en que las consultoras que elaboran los estudios o los propios titulares presentan expedientes que no se ajustan a los requisitos técnicos y formales del RPAAE. Por ejemplo, con líneas base incompletas, metodologías no validadas o contenidos que no responden a los términos de referencia vigentes. Eso genera observaciones subsanables que, aunque no implican rechazar el estudio, obligan a ciclos adicionales de revisión y alargan los plazos. Es un sistema que funciona, pero con limitaciones visibles.

Figura 2. *Mapa de actores y competencias en la evaluación ambiental de proyectos eléctricos en el Perú*



Fuente: Elaboración propia

Un avance notable es la Certificación Ambiental Global IntegrAmbiente, que opera a través de la plataforma informática EVA del Senace y permite a los titulares integrar hasta 14 permisos ambientales sectoriales en el EIA-d (Categoría III), evaluados en el plazo legal de 150 días hábiles (Ley N.° 30327; Senace, 2026). Por ahora su uso en el sector eléctrico es limitado, pero apunta en la dirección correcta: menos ventanillas, más integración.

3.2. CUANDO TODO CAMBIA EN UN AÑO: ROTACIÓN Y CRITERIOS CAMBIANTES EN REGIONES

Hay un problema que no suele aparecer en los debates sobre permisología ambiental, pero que tiene un impacto real y cotidiano: la rotación de funcionarios en los gobiernos regionales. El tiempo promedio de permanencia de los gerentes generales regionales cayó de 18,2 meses en el periodo 2011-2014, a apenas 9,6 meses[1] entre 2023 y 2026. En algunas regiones, como Callao, Cusco y Tacna, ese promedio no llega a los seis meses. Cuando cambia el gerente general, suele cambiar también el equipo técnico. Y cuando cambia el equipo técnico, se pierde la memoria institucional, aumentan las observaciones y los plazos se estiran.

A esto se suma otro problema de fondo: los criterios con los que distintos gobiernos regionales evalúan proyectos similares no siempre coinciden. Un mismo tipo de central fotovoltaica de 15 MW puede recibir tratamientos distintos según el GORE que la evalúe, porque no todos tienen las mismas capacidades técnicas, el mismo acceso a los TdR del MINEM ni la misma familiaridad con las tecnologías renovables. La solución no es quitarles competencias, pues ello iría en contra de la descentralización, sino darles apoyo técnico permanente: guías específicas para evaluación de centrales fotovoltaicas y eólicas de pequeña escala, capacitación de los TdR aprobados en 2025 y promoción de espacios formales de consulta con el Senace y la DGAAE.

4. PERMISOS AMBIENTALES EN TIEMPOS DE TRANSICIÓN ENERGÉTICA

4.1. TRANSICIÓN ENERGÉTICA EN EL PERÚ

El Perú está cambiando su matriz energética eléctrica, aunque más despacio de lo que muchos quisieran. Al cierre de 2024, la generación con fuentes renovables no convencionales solar, eólica, bagazo y biogás llegó a 5 777 GWh, un 47 % más que el año anterior. Las cifras por tecnología son elocuentes: la generación eólica creció un 66 % y la solar un 32 % respecto al año anterior, impulsadas por la entrada en operación de nuevas centrales.

[1] Datos actualizados de Videnza (2025) elevan el promedio a 11,1 meses para el mismo período.

Aun así, ese volumen apenas representó entre el 9 y el 9,5 % de la producción eléctrica nacional, una participación modesta frente al dominio histórico de las centrales hidroeléctricas y termoeléctricas (MINEM, 2025f; SNMPE, 2025).

La tendencia se confirmó en 2025: a octubre de ese año, la generación renovable no convencional acumulaba un 27% más que en el mismo periodo de 2024, y la participación conjunta de las renovables en la producción eléctrica nacional rondaba el 13 % (Reporte Minero, 2025; Energiminas, 2026). Al cierre del año 2025, el MINEM anunció la puesta en operación de la Central Solar San Martín (252,4 MW) y la primera etapa de la Central Solar Sunny (204 MW), sumando 456,4 MW adicionales con una inversión de US$ 306 millones (MINEM, 2025e). Son buenas noticias, pero hay que leerlas en perspectiva: el potencial técnico aprobado por el COES supera los 21 000 MW, y la mayor parte de ese potencial sigue sin construirse.

En este contexto también está emergiendo una nueva tecnología que cambiará la forma en que pensamos los proyectos renovables: los sistemas de almacenamiento en baterías (BESS). La Ley N.° 32249 ya los habilitó como agentes del mercado eléctrico, y el procedimiento PR20 del COES establece que desde enero de 2028 todas las centrales de generación deben aportar inercia sintética al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional - SEIN. Dicho en términos más simples: en menos de dos años, los proyectos solares y eólicos que no cuenten con almacenamiento integrado tendrán dificultades para operar con las mismas condiciones de hoy. Las tendencias regulatorias y operativas indican que los sistemas BESS pasarán a ocupar un rol central en el corto plazo.

4.2. DE LA CERTIFICACIÓN AMBIENTAL A LA CONSTRUCCIÓN: LA CARTERA DE PROYECTOS

Mirando los datos de la DGAAE, el sistema de evaluación ambiental sí está generando certificaciones. Solo entre julio de 2021 y mayo de 2022, la DGAAE aprobó estudios ambientales de 9 centrales fotovoltaicas y 4 eólicas, con inversiones conjuntas que superaron los US$ 3 850 millones entre ellas, CFV Illari (424 MW), CFV Hanaq Pampa (340 MW), CE Guarango (372 MW) y CE Punta Lomitas (260 MW) (MINEM, 2023b). Y lo hizo con herramientas concretas: certificación ISO 9001 para las DIAs, TdR estandarizados para centrales fotovoltaicas y eólicas aprobados en 2025, y lineamientos específicos para sistemas eléctricos rurales, además de estabilidad del personal evaluador (bajísima rotación).

Un ejemplo de adaptación del sistema de evaluación ambiental es el tratamiento que la DGAAE da a los proyectos con BESS. Cuando el almacenamiento forma parte del proyecto desde el inicio como en la DIA en evaluación para la Central Solar Fotovoltaica Cotahuasi I (200 MW + BESS), se tramita todo como un único instrumento ambiental integrado.

Y si el BESS se incorpora a una central que ya tiene su certificación, el camino es una modificación o un Informe Técnico Sustentatorio que puede resolverse en 30 días hábiles (MINEM, 2026; Senace, s.f.). No hay vacío normativo aquí: el sistema supo adaptarse.

4.3. CENTRALES RENOVABLES, EPO DEL COES Y PLANIFICACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

Antes de solicitar la concesión definitiva para construir una central, todo desarrollador debe pasar por el COES. Este organismo evalúa si el proyecto es técnicamente viable para conectarse al SEIN, y el resultado de esa evaluación se llama Estudio de Pre Operatividad (EPO). Según el compendio de agosto de 2025, había 98 EPOs aprobados para centrales renovables no convencionales, con una potencia proyectada que supera los 21 000 MW (COES, 2025).

Figura 3. *Del papel a la operación: la mayoría de los proyectos renovables no llega a construirse*



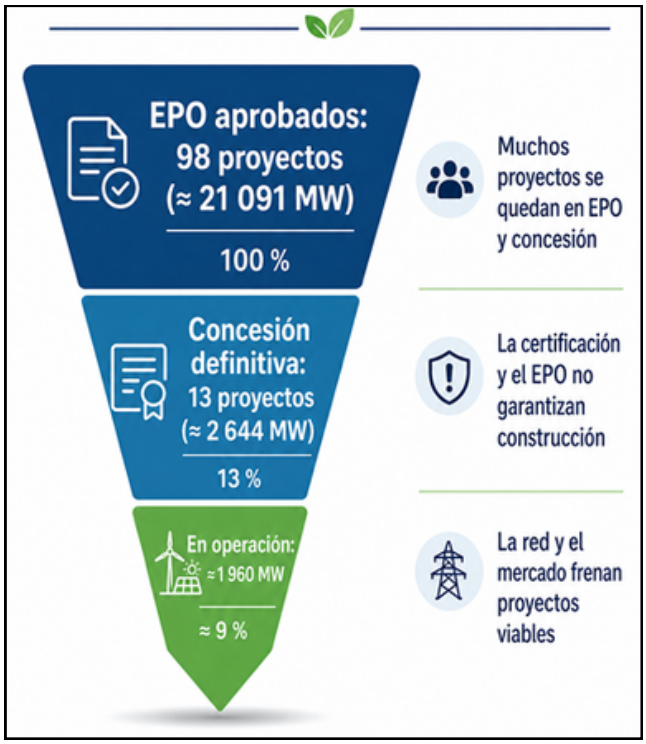
Fuente: COES (2025); Osinergmin (2026).

Como se muestra en la Figura 3, del universo de 98 proyectos con EPO aprobado, ¿cuántos habían dado el siguiente paso obtener la Concesión Definitiva de Generación a agosto de 2025? Solo 13: 11 solares y 2 eólicos. Los proyectos de mayor potencia entre ellos son la CE Guarango (330 MW), la CE Caravelí (219,6 MW) y la CSF Continua Misti (300 MW), entre otros. Mientras tanto, a noviembre de 2024, la potencia eólica y solar efectivamente en operación representaba apenas el 10,5 % del total instalado en el SEIN (COES, 2025; Osinergmin, 2026).

4.4. LA GRAN BRECHA: PROYECTOS QUE NO PASAN DEL PAPEL

Las cifras del punto anterior merecen un segundo de pausa. Hay 21 000 MW de proyectos renovables con viabilidad técnica aprobada por el COES, pero menos del 13 % tienen la concesión para construir. Y de ese pequeño grupo, solo una fracción está realmente en operación. La evidencia revisada sugiere que la permisología ambiental no constituye el principal factor limitante; es la señal de que entre la aprobación técnica y la central encendida hay muchos otros filtros: decisiones de inversión, negociaciones de financiamiento, condiciones de mercado. El sistema de certificación ambiental emite su pronunciamiento, pero no puede exigir al titular del proyecto que invierta a la brevedad.

Figura 4. *Embudo de proyectos renovables: de EPO a operación*



Fuente: COES (2025); Osinergmin (2026).

Hay también un fenómeno menos comentado que vale la pena mencionar: algunos titulares obtienen el EPO y la certificación ambiental no con la intención de construir la central, sino para luego vender el proyecto a un inversionista que sí tenga la capacidad de ejecutarlo. El EIA aprobado se convierte, así, en un activo negociable. Esto no es ilegal, pero tensiona la lógica del SEIA, diseñado para evaluar proyectos con intención real de ejecución. Y tiene una consecuencia práctica: si el nuevo titular tarda más de cinco años en arrancar las obras, la certificación caduca y hay que empezar de nuevo.

¿Qué tan grande es la brecha potencial? Osinergmin proyecta que, si todos los proyectos con EPO aprobado se ejecutaran, la potencia solar y eólica alcanzaría 23 051 MW al 2030. Pero si solo consideramos los que tienen concesión definitiva o ya están en operación, ese número cae a 5 187 MW, una diferencia de más de 17 000 MW que refleja el enorme potencial renovable bloqueado en etapas intermedias del ciclo de inversión (Osinergmin, 2026).

5. LO QUE FUNCIONA Y LO QUE AÚN TRABA LOS PROYECTOS

5.1. AVANCES EN PLAZOS, DIGITALIZACIÓN Y ESTANDARIZACIÓN

No todo son malas noticias. El sistema de evaluación ambiental en el sector eléctrico ha mejorado de manera concreta y mensurable en los últimos dos años, y conviene reconocerlo. Por ejemplo, Senace cerró 2025 con una reducción del 26 % en los tiempos promedio de evaluación de EIA-d: de más de 400 días hábiles a alrededor de 300. Para ponerlo en perspectiva, eso equivale a ganar casi cuatro meses en el proceso de aprobación. Y la meta para 2026 es más ambiciosa aún: llegar a 150-160 días hábiles, lo que significaría haber cortado los tiempos a menos de la mitad en apenas dos años (Senace, 2025b; 2025c). Para lograrlo, Senace también ha incorporado herramientas de inteligencia artificial en la revisión de admisibilidad de expedientes un cambio que parece modesto pero que en la práctica puede filtrar errores formales antes de que el proceso de fondo siquiera empiece. En paralelo, se ha avanzado en digitalización y estandarización. Senace relanzó su plataforma EVA, habilitó portales de criterios técnicos y de uso compartido de línea base, y puso en marcha un simulador de clasificación de proyectos (Senace, 2025e).

Del lado de la DGAAE, la aprobación en 2025 de los TdR específicos para centrales fotovoltaicas y eólicas (RM N.° 214-2025-MINEM/DM) fue recibida positivamente por el sector privado: cuando las reglas del juego están escritas con claridad, hay menos margen para la discrecionalidad y menos observaciones que subsanar.

La DGAAE mantiene su certificación ISO 9001 para la evaluación de instrumentos ambientales del subsector electricidad, lo que garantiza el cumplimiento del plazo legal de 30 días hábiles para las DIAs con predictibilidad para los titulares; antes de esa certificación, el mismo trámite podía extenderse entre tres y cinco meses (MINEM-DGAAE, 2023). En materia de participación ciudadana, la DGAAE elaboró los Lineamientos para el PPC de los EIA-sd (RM N.° 253-2024-MINEM/DM), que fijan por primera vez un plazo máximo de evaluación del PPC de 30 días hábiles, unifican criterios y reducen costos y tiempos para los titulares (MINEM, 2024), plazo de evaluación que actualmente se está cumpliendo. En 2025, la DGAAE fue más allá de la norma: convocó a todos los actores del sector a diversas reuniones de trabajo para identificar cuellos de botella de la tramitología ambiental, iniciativa que refleja una institución que no espera que los problemas lleguen a la mesa, sino que sale a identificarlos y resolverlos (MINEM-DGAAE, 2025a; 2025b).

5.2. FISCALIZACIÓN POST-CERTIFICACIÓN: OEFA Y OSINERGMIN

Obtener la certificación ambiental no es el final del camino para el titular de un proyecto: es, en realidad, el inicio de una relación de largo plazo con el Estado. Porque una vez que la central está en construcción o en operación, entra en escena el OEFA, organismo encargado de verificar que los compromisos asumidos en el EIA se estén cumpliendo de verdad, y no solo sobre el papel.

Desde abril de 2025, las oficinas desconcentradas del OEFA tienen delegadas las funciones de supervisión en electricidad, lo que significa que pueden actuar directamente en regiones, dictar medidas preventivas y aplicar multas coercitivas. Esto amplía el alcance territorial de la fiscalización, aunque también exige que esas oficinas regionales cuenten con las capacidades técnicas para evaluar proyectos de generación renovable.

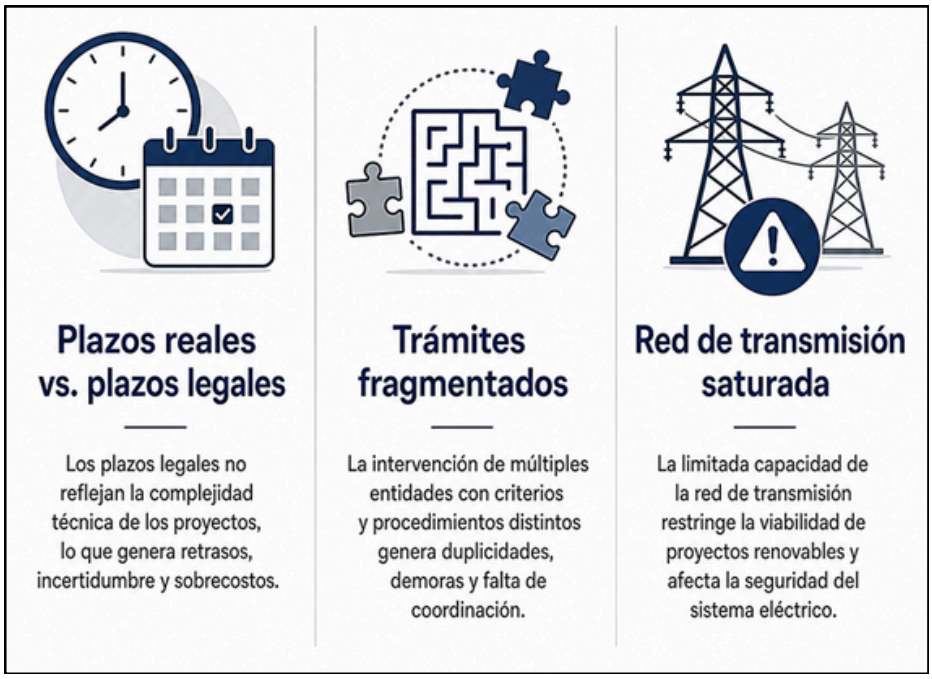
5.3. LAS TRES PIEDRAS EN EL ZAPATO DEL SISTEMA

Dicho lo anterior, el sistema tiene problemas reales que no conviene minimizar. El primero es el más visible: los plazos legales y los plazos reales siguen siendo muy distintos. La ley dice que un EIA-d debe resolverse en 120 días hábiles. En 2024, el promedio superaba los 400. Aunque la meta para 2026 es llegar a 150-160 días, eso sigue excediendo el plazo que manda la norma. Cada día adicional de espera tiene un costo: encarece el financiamiento del proyecto, retrasa las decisiones de inversión y genera incertidumbre sobre si el proyecto será viable.

El segundo problema es la fragmentación de trámites. Conseguir el permiso ambiental es solo uno de los pasos de una carrera de obstáculos más larga: hace falta también el EPO del COES, la concesión definitiva del MINEM, la servidumbre predial, la autorización de uso de agua de la ANA y, en algunos casos, la compatibilidad con Áreas Naturales Protegidas. Cada entidad tiene sus propios plazos, sus propios procedimientos y su propia lógica. No hay una ventanilla que los coordine. Y la demora en reglamentar la Ley N.° 32249 aprobada en diciembre de 2024 para modernizar el mercado eléctrico agrega una capa más de incertidumbre (SPR, 2026; Energía Estratégica, 2025b).

El tercer problema no depende de los permisos sino de la física del sistema: la red de transmisión está saturada. El COES estima que la capacidad de la red de transmisión es insuficiente para absorber toda la cartera de proyectos con EPO aprobado, que supera los 21 000 MW. Si no hay cómo transportar la electricidad, la central no puede operar con rentabilidad, aunque tenga todos sus permisos en orden. El COES tiene un Plan de Transmisión 2025–2034 con 19 proyectos y una inversión superior a US$ 1 000 millones, que suma más de 1 700 km de nuevas líneas en 14 regiones, pero mientras esas líneas no estén construidas, la brecha entre proyectos aprobados y proyectos ejecutados va a seguir siendo enorme (COES, 2025).

Figura 5. *Tres grandes desafíos para la puesta en marcha de proyectos renovables en el sistema eléctrico peruano*



Fuente: Elaboración propia

6. LO QUE FALTA PARA QUE PERMISOS Y TRANSICIÓN VAYAN DE LA MANO

6.1. LA FRAGMENTACIÓN INSTITUCIONAL COMO BARRERA SISTÉMICA

Cuando un desarrollador recorre el ciclo de permisos de un proyecto renovable en el Perú, no visita una sola ventanilla: visita varias, cada una con sus propias reglas, sus propios formularios y criterios. Senace, la DGAAE del MINEM y los gobiernos regionales comparten la función de certificación ambiental, pero no siempre se coordinan. Y fuera del ámbito ambiental, están el COES, el MINEM para la concesión, la ANA para el agua, el Sernanp si hay un área natural protegida. Gestionar todos esos trámites en paralelo, sin que ninguna entidad coordine el conjunto, es una fuente permanente de costos, demoras e inconsistencias (Cooperacción, 2025; BN Americas, 2024).

Hay también una desconexión que llama la atención: el EPO del COES y la certificación ambiental son procesos técnicamente relacionados, pero institucionalmente independientes. Un proyecto puede conseguir su EPO y luego iniciar la evaluación ambiental, o al revés, sin que se verifique si las condiciones técnicas de conexión que impone el COES son compatibles con el diseño que ya fue evaluado ambientalmente. Resultado: modificaciones tardías, reprocesos y más tiempo perdido. Es un problema de coordinación que no requiere grandes reformas legales para resolverse, pero sí requiere voluntad institucional.

6.2. LA VIGENCIA DE LAS CERTIFICACIONES Y EL MERCADO DE PROYECTOS RENOVABLES

Hay una tensión de fondo que el sistema no ha resuelto: el SEIA fue diseñado para evaluar proyectos que se van a construir, pero en la práctica algunos titulares obtienen su EIA para luego vender el proyecto a un inversionista con mejor posición. El EIA se convierte, así, en un activo transable. Esto no es ilegal, pero introduce un riesgo que no siempre es evidente: quien adquiere un proyecto en su tercer o cuarto año de vigencia ambiental hereda un plazo de caducidad que ya está corriendo. Si en ese tiempo restante no se inician obras o si los ajustes de diseño requieren tramitar un ITS o una modificación del EIA, la certificación puede caducar y el proceso vuelve a cero. Por ello, al evaluar la adquisición de estos proyectos, no basta con confirmar que el EIA esté aprobado: es indispensable auditar si el tiempo útil que le resta es compatible con el cronograma real de construcción. Revisar los criterios de vigencia de los instrumentos de gestión ambiental en un contexto de rápida evolución tecnológica es, además, una deuda pendiente del sistema.

6.3. CAPACIDADES INSTITUCIONALES Y HETEROGENEIDAD DE CRITERIOS DE EVALUACIÓN

El tercer desafío estructural no tiene que ver con las leyes ni con los plazos, sino con las personas y los recursos. La DGAAE y Senace tienen equipos técnicos especializados, sistemas de calidad certificados y criterios escritos y publicados. Pero los gobiernos regionales, en muchos casos, no tienen las mismas condiciones: los presupuestos son ajustados, el personal rota con frecuencia y no siempre hay expertos en tecnologías renovables. El resultado es que el mismo tipo de proyecto puede recibir tratamientos muy distintos según en qué región se tramite, lo que genera incertidumbre para los inversionistas y aumenta el riesgo percibido de los proyectos de pequeña escala.

Hay otro indicador que habla de esta debilidad: la adecuación ambiental pendiente a través del Plan de Adecuación Ambiental (PAD). Hay instalaciones eléctricas en operación que aún no tienen sus instrumentos de gestión ambiental actualizados, y los plazos para presentar sus PAD se han prorrogado en reiteradas ocasiones. Si bien es cierto que es un problema de planificación por parte de los titulares, también refleja la limitada capacidad de las autoridades para absorber un volumen alto de trámites en tiempos razonables.

Resolver esto requiere algo más que nuevas normas: se requiere de una estrategia de amplia difusión de las normas ambientales, capacitación a las empresas consultoras, simplificación del procedimiento para distinguir entre instalaciones de alto impacto y aquellas que pueden adecuarse por un camino más rápido.

7. AJUSTES CONCRETOS PARA DESTRABAR INVERSIONES

7.1. VENTANILLA ÚNICA DIGITAL PARA PROYECTOS ELÉCTRICOS RENOVABLES

La propuesta más directa para reducir la fragmentación es crear una ventanilla única digital para proyectos eléctricos renovables: un solo punto de entrada donde el desarrollador pueda gestionar en paralelo el EPO del COES, la certificación ambiental de Senace o la DGAAE, la concesión temporal y definitiva del MINEM, la autorización de uso de agua de la ANA y las consultas a Sernanp o al Ministerio de Cultura.

Hoy eso no existe para el sector eléctrico, pero ya existe algo parecido en minería: la VUD-MINEM articula nueve entidades y tiene como objetivo reducir los plazos de tramitación de dos años a seis meses. Replicar ese modelo en el sector eléctrico renovable es viable, y los beneficios serían inmediatos.

7.2. PLAZOS DE EVALUACIÓN Y CALIDAD TÉCNICA: COMPATIBILIDAD NECESARIA

Evaluar más rápido no debe ser sinónimo de evaluar peor. Por eso la reducción de plazos tiene que ir de la mano con herramientas que le den calidad y previsibilidad al proceso. Los TdR específicos para centrales fotovoltaicas y eólicas aprobados en 2025 son un buen ejemplo: cuando el estudio tiene que responder preguntas concretas y bien definidas, hay menos espacio para la discrecionalidad y menos ciclos de subsanación. El portal de uso compartido de línea base de Senace apunta en la misma dirección: si varios proyectos en una misma zona del sur del país pueden compartir información ambiental de base, ¿por qué debería cada uno pagarla y levantarla por separado?

Este mecanismo es especialmente relevante en corredores de alta concentración de proyectos fotovoltaicos y eólicos como el corredor sur de Arequipa y Moquegua, o el de Lambayeque y Piura en el norte, donde la información ambiental secundaria de línea base puede ser utilizada para diversos proyectos como información complementaria. Consolidarla una vez y compartirla puede ahorrar tiempo y dinero a todos los titulares, sin comprometer un gramo de rigor técnico.

7.3. ARTICULACIÓN ENTRE EL SEIA Y LA PLANIFICACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

Una de las propuestas de mayor alcance es desarrollar una Evaluación Ambiental Estratégica (EAE) sectorial para las energías renovables: en lugar de evaluar el impacto ambiental proyecto por proyecto, el Estado identificaría primero qué zonas del país tienen alto potencial renovable y bajo conflicto ambiental, generando un mapa de referencia que simplificaría la evaluación individual de cada proyecto. Chile y España han avanzado en instrumentos similares con resultados positivos. Lo importante es que el Perú no está empezando de cero: la DGEE del MINEM lleva más de una década construyendo esa base técnica, desde la NUMES y su EAE asociada (2012, con apoyo del BID), hasta la Zonificación de Energías Renovables en Áreas de Bajo Impacto Ambiental desarrollada con TNC, cuyos resultados cubren una escala regional (La Libertad y Loreto) y están disponibles como mapa interactivo

público en el portal del MINEM (MINEM/MEF, 2012; MINEM–DGEE/TNC, 2023; 2025a; 2025b). Los complementa el Atlas Eólico actualizado y la caracterización del potencial solar por región (MINEM–DGEE, 2025; 2026).

Lo que falta es dar a estos trabajos un estatus normativo formal: que los mapas de zonificación y los atlas de potencial sean referencia orientadora en la evaluación de los EIA individuales. Un proyecto ubicado en una zona ya clasificada como de alto potencial y bajo conflicto no debería evaluarse con la misma exhaustividad que uno en zona sensible. Ese es el paso que convertiría una buena base técnica en una herramienta real de simplificación del proceso de certificación ambiental.

En el corto plazo, una medida más acotada y de implementación inmediata es establecer un protocolo de intercambio de información entre el COES y las autoridades ambientales: que las condiciones técnicas de conexión que impone el EPO sean conocidas por Senace y la DGAAE antes de que el titular presente su EIA. Esto evitará que la Autoridad Ambiental evalúe un proyecto que el propio sistema eléctrico terminará exigiendo cambiar más adelante. Se trata de un ajuste procedimental, sin necesidad de una reforma legal, que puede acortar significativamente los tiempos del proceso.

7.4. ADECUACIÓN DE LA VIGENCIA DE LAS CERTIFICACIONES AL DINAMISMO TECNOLÓGICO

Las tecnologías renovables cambian más rápido que los ciclos de evaluación ambiental. Un proyecto de central fotovoltaica diseñado con los módulos disponibles en 2021 se vería muy diferente al que se construiría hoy: los paneles tienen 50 % más de potencia unitaria, se necesitan menos unidades, el área de implantación puede ser menor. Si ese proyecto obtuvo su EIA en 2021 y recién va a construirse en 2026, es muy probable que el diseño haya cambiado. La pregunta es: ¿cómo actualiza el titular su instrumento de gestión ambiental sin tener que rehacerlo completo?

La buena noticia es que ya se cuenta con una vía para esto: el Informe Técnico Sustentatorio (ITS), que el propio RPAAE habilita expresamente para “mejoras tecnológicas en las operaciones”, siempre que no generen impactos ambientales negativos significativos. La idea no es crear un instrumento nuevo, sino que se consoliden criterios claros y predecibles sobre qué actualizaciones tecnológicas califican como ITS y cuáles requieren una modificación completa del EIA - hoy esa evaluación se hace caso por caso, sin lineamientos específicos para el subsector eléctrico.

7.5. EL CASO BESS: MODELO DE ADAPTACIÓN PARA TECNOLOGÍAS EMERGENTES

El tratamiento que el sistema le ha dado a los sistemas de almacenamiento de energía en baterías (Battery Energy Storage Systems, BESS) merece un capítulo aparte, porque es un caso de éxito institucional que no siempre se cuenta.

Cuando llegaron las primeras solicitudes de proyectos híbridos (por ejemplo, una central solar con baterías integradas), la DGAAE podría haberse declarado incompetente, haber pedido una modificación normativa o simplemente haber demorado la respuesta. En cambio, resolvió el problema con las herramientas disponibles: si el BESS forma parte del proyecto desde el origen, va todo en un solo instrumento ambiental integrado como en la DIA en evaluación para la Central Solar Fotovoltaica Cotahuasi I (200 MW + BESS). Si se incorpora a una central que ya tiene su certificación, el camino es una modificación o ITS que puede resolverse en 30 días hábiles (MINEM, 2026; Senace, s.f.). Pragmatismo, sin vacío normativo.

Lo que falta ahora es consolidar y difundir ese criterio en una guía o lineamiento oficial, que valga igual para Senace, la DGAAE y todos los GORE. El verdadero desafío pendiente para los BESS no es ambiental: es de mercado. El Reglamento de Servicios Complementarios en consulta pública a mayo de 2026 mediante RM N.° 168 y 171-2026-MINEM/DM y la obligación de aportar inercia sintética al SEIN desde enero de 2028 (PR-20 del COES), son los factores que decidirán si los BESS se despliegan a escala en el Perú o si quedan como proyectos piloto. La permisología ya hizo su parte (MINEM, 2026a; MINEM, 2026b; COES/PR-20, 2025).

Figura 6. *Propuestas accionables para alinear la permisología ambiental con la transición energética*

Medida	Quién la impulsa	Impacto esperado
Ventanilla única digital para proyectos eléctricos	MINEM, PCM	Menos tiempos y trámites paralelos
Extender TdR estandarizados a gobiernos regionales	MINEM, GORE	Criterios más homogéneos
Asistencia técnica permanente a GORE	Senace, DGAAE	Mejor calidad de evaluaciones
Coordinación COES–Senace–DGAAE	COES, MINEM	Menos reprocesos entre EPO y EIA
Mecanismo ágil de actualización de EIA por cambios tecnológicos	MINAM	Evitar caducidad innecesaria

Fuente: Elaboración propia

8. CONCLUSIONES: LO QUE LA EVIDENCIA EXIGE

La transición energética peruana no depende únicamente de acelerar permisos ambientales. Depende de construir un sistema integrado donde la planificación eléctrica, la expansión de la transmisión, la evaluación ambiental y las reglas de mercado avancen en la misma dirección. La evidencia revisada muestra que el principal cuello de botella ya no está únicamente en el SEIA, sino en la capacidad del sistema público y privado para convertir proyectos técnicamente viables en inversión efectivamente ejecutada y generación eléctrica real. La enorme brecha entre los proyectos con viabilidad técnica aprobada por el COES y aquellos que cuentan con concesión definitiva u operación comercial no es solo una falla del Estado: refleja también decisiones privadas de postergación, financiamiento no asegurado y, en algunos casos, proyectos desarrollados con la intención de ser vendidos antes que construidos. Si todos los proyectos con EPO aprobado se ejecutaran, la potencia solar y eólica al 2030 sería más de cuatro veces superior a la que se alcanzaría considerando únicamente los que hoy tienen concesión definitiva: una diferencia que ilustra, mejor que cualquier diagnóstico, el potencial renovable que permanece bloqueado en etapas intermedias del ciclo de inversión.

Al mismo tiempo, sería un error afirmar que el sistema ambiental no ha evolucionado. En los últimos años, Senace y la DGAAE han incorporado herramientas digitales, mecanismos de estandarización, portales de uso compartido de información de línea base, integración de trámites y criterios específicos para tecnologías renovables y sistemas BESS. La aprobación de términos de referencia especializados, la fijación de plazos máximos de evaluación del PPC, la reducción progresiva de los tiempos de evaluación de EIA-d y la adaptación regulatoria frente a nuevas tecnologías muestran que sí existe capacidad institucional para modernizar el sistema. El desafío pendiente no es desmontar la evaluación ambiental, sino fortalecer su articulación con el resto de los componentes que hacen viable una inversión energética de largo plazo.

La responsabilidad, sin embargo, es compartida. Del lado privado, hay una agenda pendiente igualmente concreta: financiar y ejecutar los proyectos que ya tienen viabilidad técnica y ambiental aprobada, en lugar de acumular aprobaciones como activos negociables; garantizar que los estudios ambientales que se presentan cumplan efectivamente con los TdR y la normativa vigente, reduciendo los ciclos de subsanación que alargan los procesos; y participar activamente en los espacios de diálogo institucional como la Agenda Temprana de la DGAAE en lugar de limitarse a señalar las trabas del Estado.

Un sistema de certificación ambiental ágil y predecible solo produce resultados si del otro lado hay inversionistas que realmente ejecutan.

El Perú ya cuenta con buena parte de las herramientas regulatorias, técnicas y territoriales necesarias para acelerar su transición energética. Existen avances importantes en mapas de zonificación, planificación de transmisión, potencial renovable identificado y una cartera importante de proyectos interesados en ingresar al mercado. Lo que falta es avanzar hacia un modelo más coordinado, predecible y estratégico, donde las distintas entidades del Estado operen con mayor integración y visión compartida, y donde los titulares eléctricos asuman su parte del compromiso. La transición energética no se jugará únicamente en la rapidez con la que se aprueben expedientes, sino en la capacidad del país Estado e inversionistas para transformar su potencial renovable en infraestructura operativa. El reto no es menor: convertir la paradoja con la que abre este artículo proyectos ambientalmente aprobados que nunca llegan a construirse en la excepción, y no en la regla.

REFERENCIAS

BN Americas. (2024). *Peru renewables: Permitting challenges and investment outlook*. BN Americas Research.

Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional [COES]. (2025). *Compendio de proyectos de centrales de generación de energía no convencional (CGENC) con EPO aprobados (agosto 2025)*. COES-SINAC.

Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional [COES]. (2025). *Procedimiento técnico PR-20: Servicios complementarios e inercia sintética*. COES-SINAC.

Cooperacción. (2025). *Informe sobre permisología ambiental y transición energética en el Perú*. Cooperacción.

Energía Estratégica. (2025a). TdR específicos para centrales fotovoltaicas y eólicas: valoración del sector privado. https://www.energiaestrategica.com

Energía Estratégica. (2025b). Demora en reglamentación de la Ley N.° 32249: impacto en inversiones renovables. https://www.energiaestrategica.com

Energía Estratégica. (2025c, 17 de septiembre). Perú exige inercia sintética desde 2028 e impulsa el almacenamiento BESS. https://www.energiaestrategica.com

Energiminas. (2025, 18 de noviembre). Perú podría quintuplicar capacidad de almacenamiento energético en dos años. https://energiminas.com

Energiminas. (2026, 2 de enero). Hidros y solares elevan producción a 5,6 GWh hasta octubre de 2025. https://energiminas.com

Ministerio de Energía y Minas [MINEM]. (2023b). *Presentación institucional DGAAE: Problemáticas en la evaluación ambiental del subsector electricidad*. MINEM.

Ministerio de Energía y Minas [MINEM]. (2025a). *Resolución Ministerial N.° 214-2025-MINEM/DM: Términos de referencia para DIA de centrales fotovoltaicas y EIA-sd de centrales eólicas*. Diario Oficial El Peruano.

Ministerio de Energía y Minas [MINEM]. (2025b). *Documentación del Sistema de Gestión de Calidad ISO 9001:2015* — DGAAE. MINEM.

Ministerio de Energía y Minas [MINEM]. (2025c). *Resolución Ministerial N.° 392-2025-MINEM/DM: Lineamientos de gestión ambiental para proyectos de sistemas eléctricos rurales*. Diario Oficial El Peruano.

Ministerio de Energía y Minas [MINEM]. (2025e). *Nota de prensa: Puesta en operación de la Central Solar San Martín y primera etapa de la Central Solar Sunny*. https://www.gob.pe/institucion/minem/noticias

Ministerio de Energía y Minas [MINEM]. (2025f). *Producción de electricidad con energías renovables no convencionales: Anuario 2024*. MINEM.

Ministerio de Energía y Minas [MINEM]. (2026a). *Resolución Ministerial N.° 168-2026-MINEM/DM: Proyecto de reglamento de servicios complementarios*. Diario Oficial El Peruano.

Ministerio de Energía y Minas [MINEM]. (2026b). *Resolución Ministerial N.° 171-2026-MINEM/DM: Modificaciones reglamentarias para el mercado de servicios complementarios*. Diario Oficial El Peruano.

Ministerio de Energía y Minas — Dirección General de Eficiencia Energética [MINEM-DGEE] y The Nature Conservancy [TNC]. (2023). *Zonificación de energías renovables en áreas de bajo impacto ambiental: Caso La Libertad*. https://www.gob.pe/institucion/minem/informes-publicaciones/4717012

Ministerio de Energía y Minas — Dirección General de Eficiencia Energética [MINEM-DGEE] y The Nature Conservancy [TNC]. (2025a). *Zonificación de energías renovables en áreas de bajo impacto ambiental: Loreto*. https://www.gob.pe/institucion/minem/informes-publicaciones/7411059

Ministerio de Energía y Minas — Dirección General de Eficiencia Energética [MINEM-DGEE] y The Nature Conservancy [TNC]. (2025b). *Zonificación de energías renovables en áreas de bajo impacto ambiental: Nacional*. https://www.gob.pe/institucion/minem/informes-publicaciones/7411041

Ministerio de Energía y Minas — Dirección General de Eficiencia Energética [MINEM-DGEE]. (2026, 27 de marzo). Arequipa, Ica y Puno son las regiones con mayor potencial para inversiones en generación fotovoltaica. https://www.gob.pe/institucion/minem/noticias/1371694

Ministerio de Energía y Minas y Ministerio de Economía y Finanzas [MINEM/MEF]. (2012). *Nueva Matriz Energética Sostenible (NUMES) y Evaluación Ambiental Estratégica como instrumentos de planificación*. https://www.gob.pe/institucion/minem/informes-publicaciones/4717258

Ministerio de Energía y Minas y Programa de Servicios de Energías Renovables [MINEM/PROSEMER]. (2014). *Evaluación Ambiental Estratégica para el Plan* Energético 2014–2025. https://www.mef.gob.pe/prosemer

Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental [OEFA]. (2022). *Convenio de cooperación OEFA-Osinergmin para supervisión conjunta en el sector energético*. OEFA.

Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental [OEFA]. (2025a). *Plan Anual de Evaluación y Fiscalización Ambiental (PLANEFA) 2026*. OEFA.

Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental [OEFA]. (2025b). *Resolución de delegación de funciones de supervisión en electricidad a oficinas desconcentradas*. OEFA.

Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental [OEFA]. (2026a). *Decretos supremos de aportes por regulación OEFA — sectores energía y minería, periodo 2026–2028*. OEFA.

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería [Osinergmin]. (2026). *Proyecciones de potencia RER instalada 2026–2030: Escenario sin restricciones y escenario favorable*. Osinergmin.

Reporte Minero. (2025, 30 de diciembre). Generación eléctrica renovable no convencional en Perú crece 27% a octubre de 2025. https://www.reporteminero.cl

Servicio Nacional de Certificación Ambiental para las Inversiones Sostenibles [Senace]. (2025b). Informe de gestión institucional 2025: Reducción de plazos de evaluación de EIA-d. Senace.

Servicio Nacional de Certificación Ambiental para las Inversiones Sostenibles [Senace]. (2025c). *Memoria anual Senace 2025: Modernización y digitalización del sistema de certificación ambiental*. Senace.

Servicio Nacional de Certificación Ambiental para las Inversiones Sostenibles [Senace]. (2025d). *Reporte semestral de indicadores de gestión — primer semestre 2025*. Senace.

Servicio Nacional de Certificación Ambiental para las Inversiones Sostenibles [Senace]. (2025e). *Portales digitales Senace: EVA, Registro de Consultoras, Criterios Técnicos y Uso Compartido de Línea Base*. Senace.

Servicio Nacional de Certificación Ambiental para las Inversiones Sostenibles [Senace]. (2026). *Certificación Ambiental Global IntegrAmbiente: Guía para titulares de proyectos de Categoría III*. Senace.

Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía [SNMPE]. (2025, 7 de febrero). La generación eléctrica con energías eólica y solar rompió su techo en Perú en 2024. *Infobae Perú*. https://www.infobae.com/peru

Sociedad Peruana de Energías Renovables [SPR]. (2026). *Posición institucional sobre la reglamentación de la Ley N.° 32249*. SPR.

Videnza Instituto. (2024, 19 de febrero). Gestión de gerentes regionales: cada vez dura menos tiempo. *Gestión*. https://gestion.pe