

El cuello de botella de la energía limpia en la ASEAN pasa de captar capital a crear proyectos financiados

- La siguiente fase de la transición energética de la región implica miles de pequeños sistemas solares distribuidos, proyectos de almacenamiento y nuevas líneas de transmisión, según Ember.



El cuello de botella de la energía limpia en la ASEAN pasa de captar capital a crear proyectos financiados

<https://elperiodicodelaenergia.com/el-cuello-de-botella-de-la-energia-limpia-en-la-asean-pasa-de-captar-capit...>

José A. Roca

Sábado, 10 octubre 2026

La siguiente fase de la transición energética de la región implica miles de pequeños sistemas solares distribuidos, proyectos de almacenamiento y nuevas líneas de transmisión, según Ember

El principal obstáculo para financiar la transición energética del Sudeste Asiático ha dejado de ser la captación de capital y se ha convertido en la creación de activos capaces de ofrecer garantías suficientes a los inversores, según un nuevo informe del grupo de expertos mundial en energía Ember.

Los proyectos solares y eólicos a gran escala de la ASEAN ya logran atraer financiación comercial con tarifas próximas a los niveles de mercado. Sin embargo, la siguiente fase de la transición energética de la región no encaja en el modelo de financiación que permitió hacer viables los grandes parques de generación. Esta nueva etapa implica miles de pequeños sistemas solares distribuidos, proyectos de almacenamiento y nuevas líneas de transmisión.

A menor tamaño, menor rentabilidad

A medida que disminuye el tamaño de los proyectos solares, su rentabilidad se reduce de forma considerable. Al mismo tiempo, los proyectos de almacenamiento anunciados hasta ahora cubren menos de un tercio de las necesidades previstas, mientras que las líneas de transmisión ofrecen

rentabilidades de un solo dígito que mantienen alejado al capital privado. El problema ya no es tanto la falta de dinero o de tecnología como el diseño de los mercados.

El informe se basa en el análisis de 50 proyectos de generación a gran escala no fósil que han alcanzado el cierre financiero, en modelos tecnoeconómicos y en una evaluación de la preparación de los mercados de almacenamiento de cinco países.

“Las intervenciones adaptadas a cada tipo de activo y a las características de cada mercado serían la forma más eficaz de cerrar la brecha de bancabilidad de los proyectos renovables y de red en la ASEAN”, afirmó la doctora Dinita Setyawati, responsable de Asuntos Externos e Impacto Estratégico para Asia de Ember. “Unas estructuras más claras para los compradores de electricidad, junto con nuevas fuentes de ingresos para las baterías que aporten flexibilidad y servicios a la red, podrían hacer que estos proyectos resultaran más atractivos para los inversores. Estos cambios son necesarios para que la ASEAN pueda aprovechar los sistemas financieros globales y acceder a capital a costes asequibles”.

La energía solar a gran escala en la ASEAN ya es capaz de atraer inversiones a precios próximos a los de mercado. Los modelos de Ember muestran que un proyecto solar de 20 megavatios pico (MWp) genera una rentabilidad sobre el capital de los accionistas del 13,2% con un tipo de interés del 7%. Una tarifa de 72 dólares/MWh basta para alcanzar el umbral de rentabilidad del 12%, en línea con las estimaciones realizadas para cada país: 74 dólares/MWh en Indonesia, 76 dólares/MWh en Filipinas y 71 dólares/MWh en Vietnam.

“Aunque el acceso a la financiación para los proyectos de energías renovables a gran escala se ha resuelto en cierta medida, esto también ha ampliado la brecha de acceso a la energía entre los mercados conectados a la red y los mercados aislados. La agregación de proyectos de energía distribuida, respaldada por apoyo financiero y políticas públicas, abrirá un gran potencial para nuestras pymes y permitirá crear activos financiables”, dijo **Erel B. Narida, presidente de la Renewable Energy Association of the Philippines**

Sin embargo, la situación cambia cuando se trata de proyectos de menor tamaño. Los costes de desarrollo y de transacción —incluidos los permisos, la conexión a la red, los trabajos jurídicos y la diligencia debida— apenas disminuyen con el tamaño del proyecto, por lo que cada instalación debe asumirlos de nuevo. Cada megavatio adicional de capacidad incrementa la rentabilidad sobre el capital de los accionistas en aproximadamente 0,5 puntos porcentuales. En comparación, reducir el tipo de interés del 9% al 5% eleva la rentabilidad apenas 4,4 puntos porcentuales. Por tanto, abaratar la financiación por sí solo no puede compensar las desventajas económicas derivadas de operar a menor escala.

La cuestión es especialmente relevante porque los planes de la región dependen precisamente de proyectos pequeños. La estrategia de Indonesia contempla alrededor de 100 GW de energía solar, de los cuales unos 80 GW se desplegarían mediante sistemas distribuidos en más de 80.000 pueblos. Un proyecto destinado a una comunidad remota no puede simplemente ampliarse para mejorar su rentabilidad económica: su tamaño viene determinado por la demanda local. El informe propone agrupar pequeños proyectos en carteras financiables y desarrollar políticas que reduzcan directamente los costes de transacción.

La regulación ralentiza la expansión del almacenamiento y la transmisión eléctrica

La ASEAN necesita entre **23 y 26 GW de capacidad de almacenamiento energético para 2030**, según los escenarios regionales de transición, pero hasta ahora solo se han anunciado públicamente unos 7 GW de proyectos. La evaluación de Ember sobre cinco mercados sitúa a Filipinas y Singapur a la cabeza, mientras que Vietnam e Indonesia se encuentran en proceso de transición y Malasia permanece en una fase inicial. Entre los cinco países existe una diferencia de 51 puntos, determinada por las reglas de mercado y no por una incapacidad para construir baterías.

Ningún país de la región cuenta actualmente con un mercado específico de capacidad, y en la mayoría de los mercados las baterías no pueden combinar ingresos procedentes de la venta de energía, los servicios auxiliares, la capacidad y la gestión de la congestión de la red.

La transmisión eléctrica afronta un problema similar. Tomando como ejemplo el proyecto de interconexión de 128 kilómetros y 230 megavatios (MW) entre Sarawak y Kalimantan Occidental, el informe estima una rentabilidad sobre el capital de los accionistas de entre el 7,2% y el 8,8%, muy por debajo del umbral del 12%.

Las redes generan valor al integrar las energías renovables, aliviar la congestión y reforzar la seguridad energética. Sin embargo, ese valor beneficia a los generadores, los consumidores y al conjunto del sistema, en lugar de repercutir directamente sobre el activo. Los sistemas tarifarios orientados a recuperar costes dejan poco margen para capturar ese valor.

“A medida que la transición energética avance más allá de las renovables a gran escala, las inversiones dependerán cada vez más de la reducción de los costes de transacción, de la capacidad de monetizar la flexibilidad y de que las infraestructuras puedan obtener rentabilidades que reflejen el valor que aportan al sistema eléctrico”, afirmó la doctora Alnie Demoral, analista de Energía de Ember.

Recomendaciones

El informe recomienda reformar los mecanismos mediante los cuales las empresas eléctricas que actúan como compradores únicos adquieren electricidad; armonizar las normas técnicas a través del Comité Consultivo de la ASEAN sobre Normas y Calidad; desarrollar estructuras de financiación adaptadas a un gran número de pequeños proyectos; y permitir la acumulación de distintas fuentes de ingresos para los sistemas de almacenamiento y las redes, respaldada por garantías financieras y tarifas más flexibles.

A medida que avanza la **ASEAN Power Grid**, el informe sostiene que la región debería concentrar la inversión en determinadas categorías de activos: transmisión eléctrica, proyectos solares combinados con almacenamiento y proyectos eólicos con almacenamiento.

“Aunque el acceso a la financiación para los proyectos de energías renovables a gran escala se ha resuelto en cierta medida, esto también ha ampliado la brecha de acceso a la energía entre los mercados conectados a la red y los mercados aislados”, afirmó Erel B. Narida, presidente de la Renewable Energy Association of the Philippines. “La agregación de proyectos de energía distribuida,

respaldada por apoyo financiero y políticas públicas, abrirá un gran potencial para nuestras pymes y permitirá crear activos financiables”.