

# Impacto al SEIN sobre el ingreso masivo de centrales renovables

**Setiembre 2025**

Documento Confidencial





**LQG**

Energy & Mining Consulting  
LAUB | QUILANDRIA | GOMERO

# Overview Sector de Generación

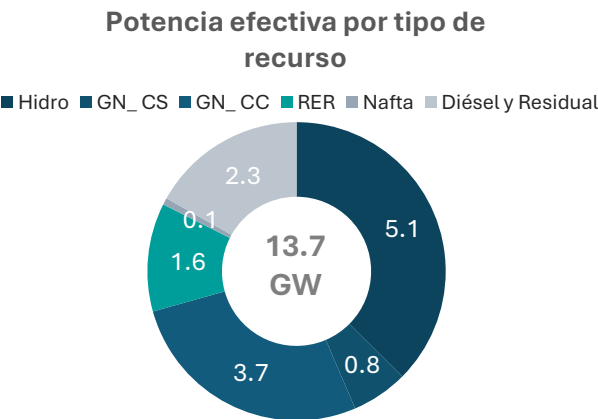
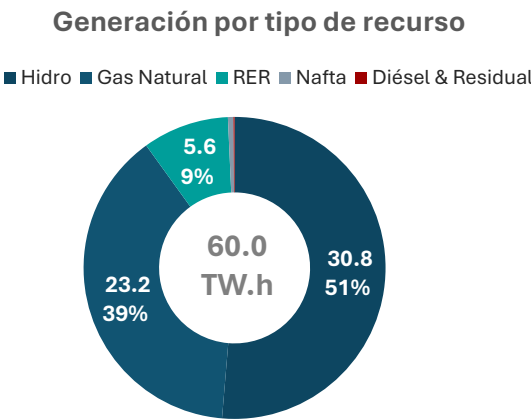


# Generación eléctrica en Perú

## Overview oferta de generación

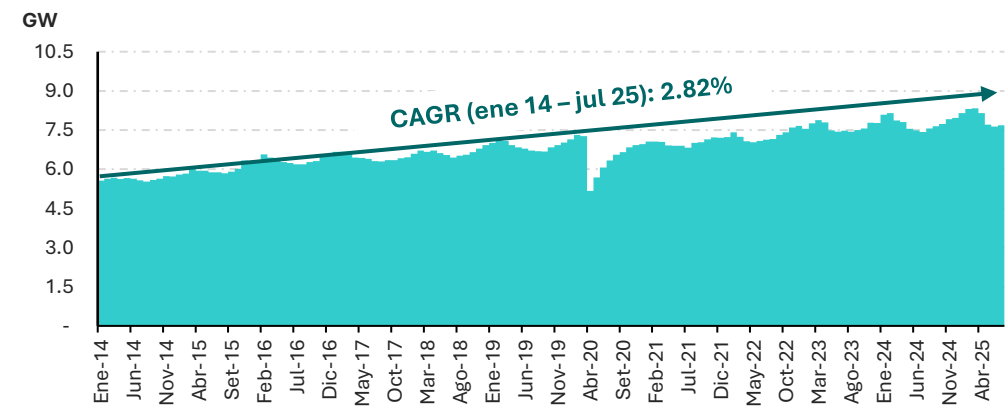
- Perú cuenta con alta presencia hidrológica y **abundante disponibilidad de gas natural** destinado para la generación eléctrica.
- Durante el 2025, la máxima demanda del Sistema Eléctrico Interconectado (“SEIN”) ocurrió el mes de marzo con 8.33 GW, registrando un incremento del 2.1% respecto a la máxima demanda del 2024 (febrero).
- En ese mismo año, la producción de energía en el SEIN ascendió a 60.0 TW.h, registrando un incremento de 2.8% respecto al año previo.

## Estadísticas del 2024

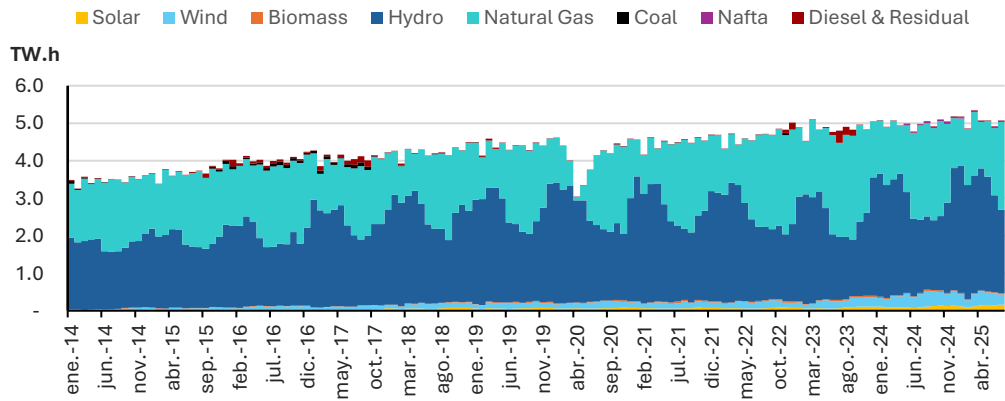


Documento confidencial

## Evolución de la máxima demanda (ene 14 – jul 25)



## Evolución de la producción eléctrica (ene 14 – jul 25)







**LQG**

Energy & Mining Consulting  
LAUB | QUILANDRIA | GOMERO

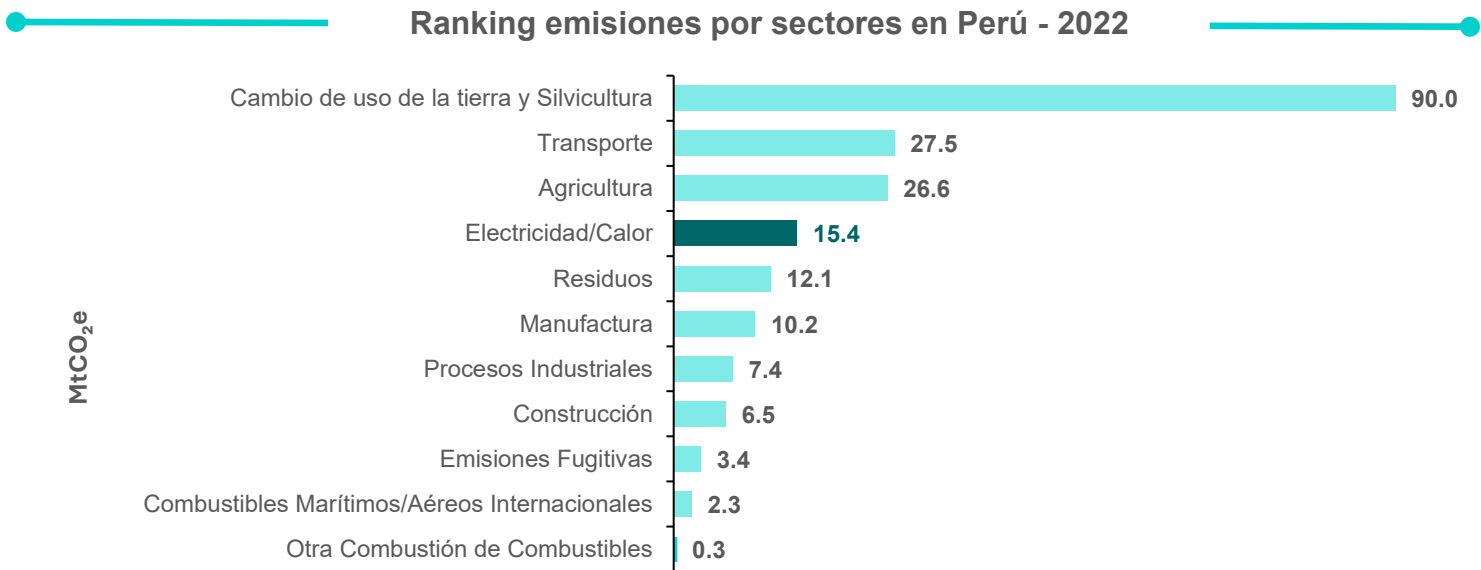
# Transición energética en el Perú



## Emisiones de gases contaminantes por segmento

En el contexto del inventario nacional de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), el sector eléctrico peruano registra una participación relativamente baja, con emisiones estimadas en 15.4 MtCO<sub>2</sub>e, ubicándose por debajo de sectores como transporte, agricultura y uso de suelo y silvicultura. Esta baja intensidad de carbono se explica por la composición de la matriz de generación eléctrica, que actualmente es aproximadamente 60% renovable, sustentada principalmente en tecnologías hidroeléctricas y de Recursos Energéticos Renovables no Convencionales (RER NC), como solar y eólica.

Asimismo, de acuerdo con las proyecciones de expansión del sector eléctrico, se prevé que el crecimiento de la capacidad de generación será cubierto por proyectos renovables, en línea con los compromisos del país en materia de sostenibilidad, transición energética y reducción de emisiones.





**LQG**

Energy & Mining Consulting

LAUB | QUILANDRIA | GOMERO

# Ingreso de tecnologías renovables en el mediano plazo

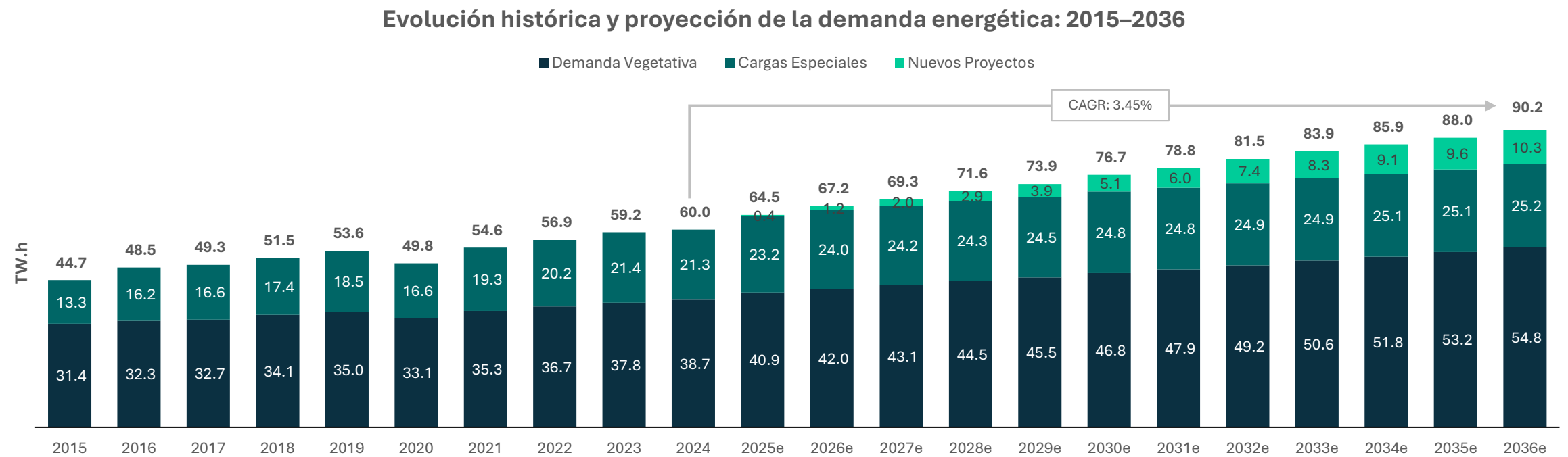


# Crecimiento de la demanda eléctrica nacional

## Visión de crecimiento del COES sobre la demanda eléctrica del SEIN

El Coordinador del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (“SEIN”) es el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (“COES”), quien, además de cumplir con las funciones de coordinación y operación del sistema, realiza proyecciones respecto al comportamiento futuro del SEIN con la finalidad de anticipar posibles restricciones derivadas del crecimiento de la demanda, la expansión de la oferta de generación y el desarrollo de las redes de transmisión.

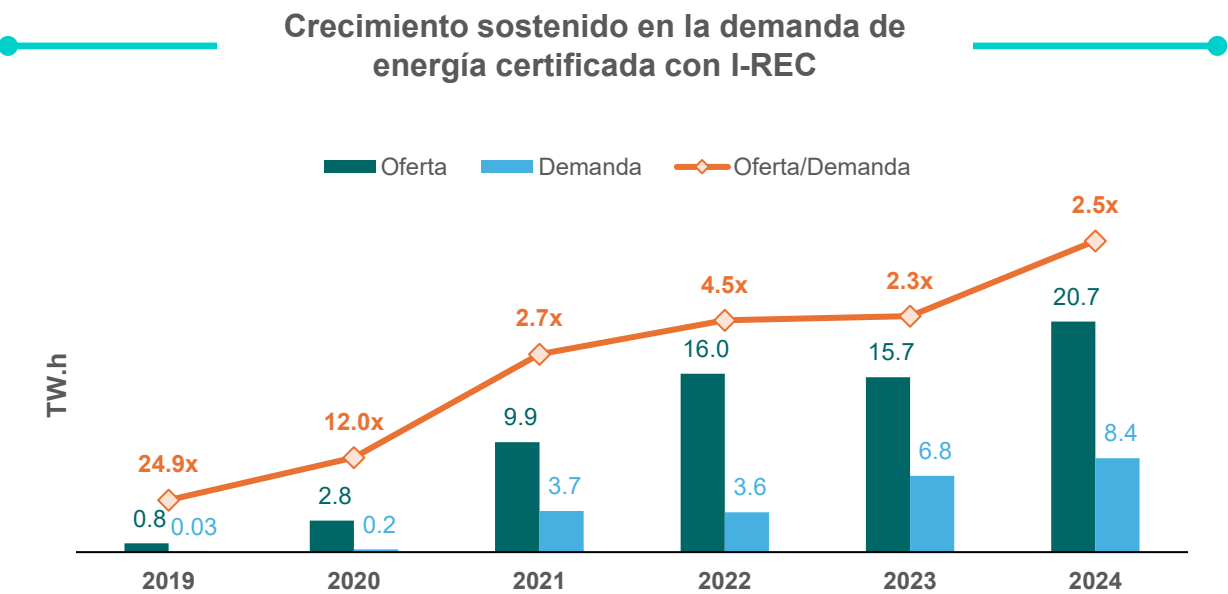
Con base en el estudio elaborado por el COES en el marco del Plan de Transmisión 2027–2036, se estima que la demanda eléctrica crecerá a una tasa de crecimiento anual compuesta (CAGR, por sus siglas en inglés) de 3.45% en el período comprendido entre 2024 y 2036.



# Grandes clientes libres demandan certificación de origen renovable para su suministro eléctrico

En el marco del mercado eléctrico peruano, los grandes Clientes Libres vienen mostrando un interés creciente por certificar que el suministro eléctrico contratado proviene de fuentes de energía renovable.

- Esta tendencia obedece principalmente a compromisos de sostenibilidad corporativa, exigencias de estándares internacionales (como ESG) y estrategias de diferenciación en mercados competitivos.
- La certificación de origen renovable se realiza a través de instrumentos como los Certificados Internacionales de Energía Renovable (“I-REC”), los cuales permiten acreditar que una cantidad equivalente al consumo energético ha sido producida por fuentes 100% renovables.
- Los certificados I-REC son emitidos por organismos autorizados, como AENOR, los cuales auditan y validan la generación renovable inyectada al SEIN.
- Adicionalmente, algunos grandes clientes libres optan por firmar contratos de suministro eléctrico vinculados al desarrollo de proyectos renovables, lo cual garantiza que el volumen consumido esté respaldado directamente por la producción de una central de energía renovable específica.



Fuente: COES y I-REC's | Elaboración: LQG

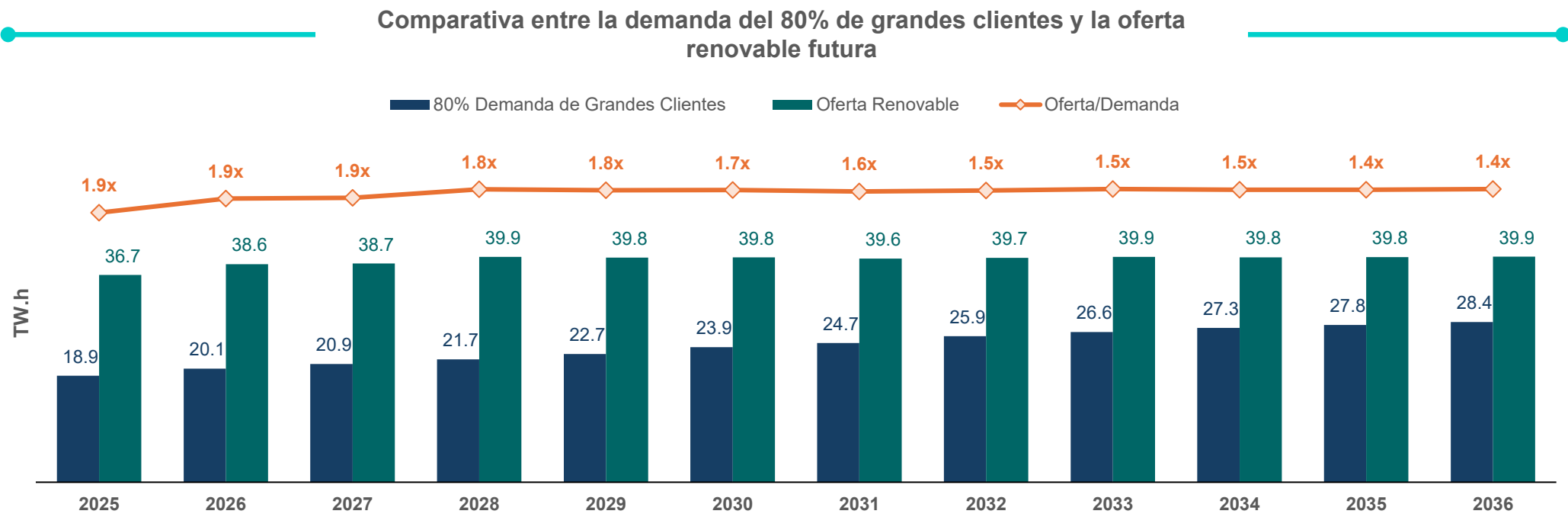
### Grandes clientes impulsan proyectos de generación renovable

| Cliente                       | Proyecto renovable | Tipo de recurso | Capacidad instalada | Monto de inversión |
|-------------------------------|--------------------|-----------------|---------------------|--------------------|
| UNACEM                        | El Platanal        | Hidro           | 227 MW              | \$330.0 MM         |
| Buenaventura                  | Huanza             | Hidro           | 98 MW               | \$251.0 MM         |
| Anglo America Quellaveco      | Punta Lomitas      | Eólica          | 296 MW              | \$300.1 MM         |
| Siderperú                     | Clemesí            | Solar           | 115 MW              | \$80.8 MM          |
| Cementos Yura                 | Solar Yura         | Solar           | 27 MW               | \$23.5 MM          |
| Cerro Verde                   | San Martin Solar   | Solar           | 252 MW              | \$174.6 MM         |
| Shougang Hierro Perú          | Proyecto Shougang  | Eólica          | 300 MW              | \$310 MM           |
| Grupo Breca (División Minera) | Proyecto Marcobre  | Eólica          | 99 MW               | \$132.0 MM         |



## ¿Puede el Mercado de generación acompañar un escenario de Alto Consumo RER (80% de la demanda de Grandes Clientes)?

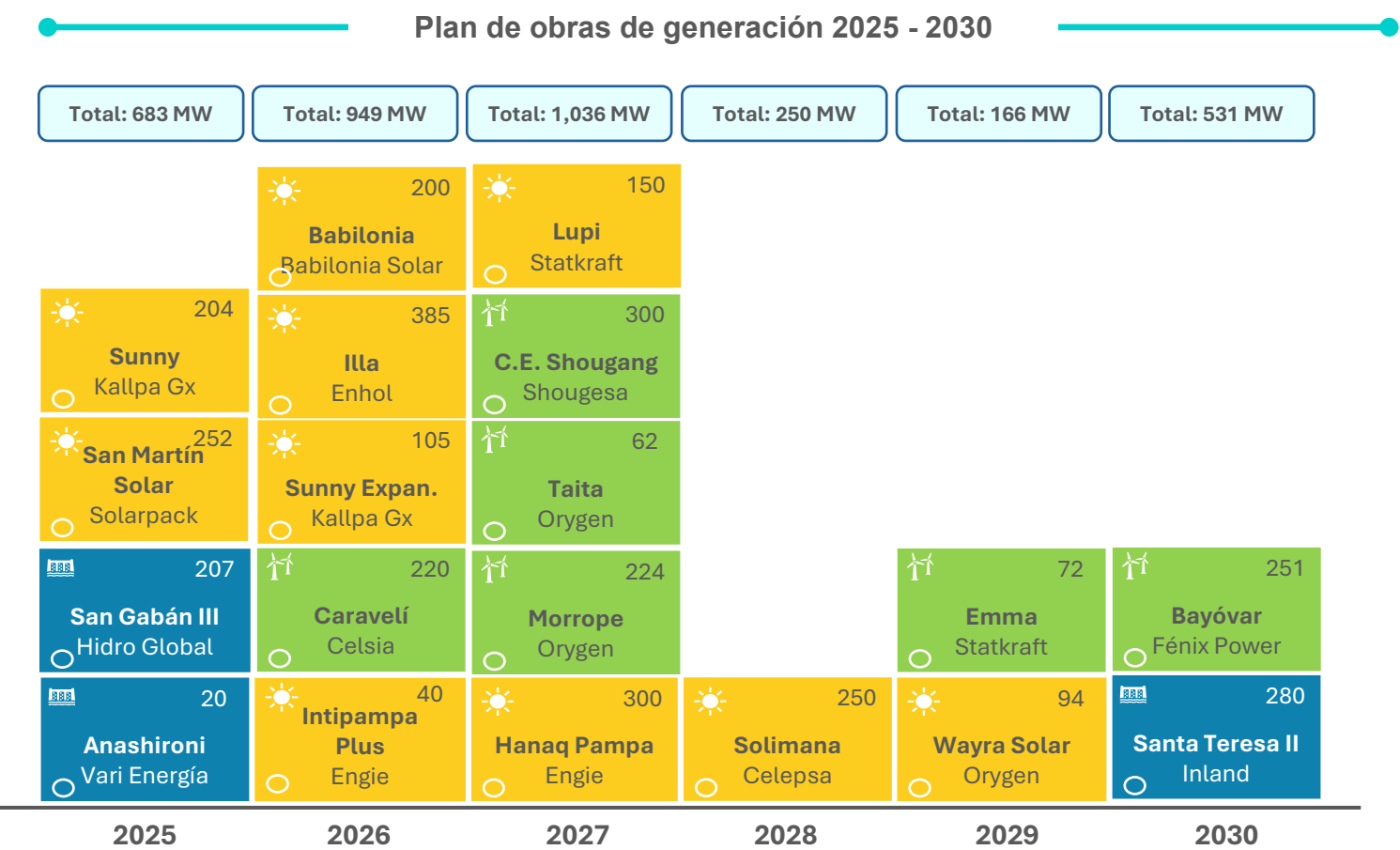
De acuerdo con las estimaciones del COES, se proyecta que aproximadamente el 80% de la demanda de los grandes clientes libres representaría el 31% de la demanda total del SEIN. Asimismo, se prevé que la generación renovable alcanzaría una participación del 50% en la producción total del sistema. Considerando que en el sector eléctrico la oferta y la demanda deben mantenerse en equilibrio, se puede afirmar que el mercado eléctrico tendría la capacidad de sostener un escenario de alta demanda de generación renovable certificada, dado que, en promedio para el período 2025-2036, la oferta sería 1.7x veces superior al 80% de la demanda de grandes clientes.



Fuente: COES | Elaboración: LQG

# Crecimiento futuro de proyectos de generación

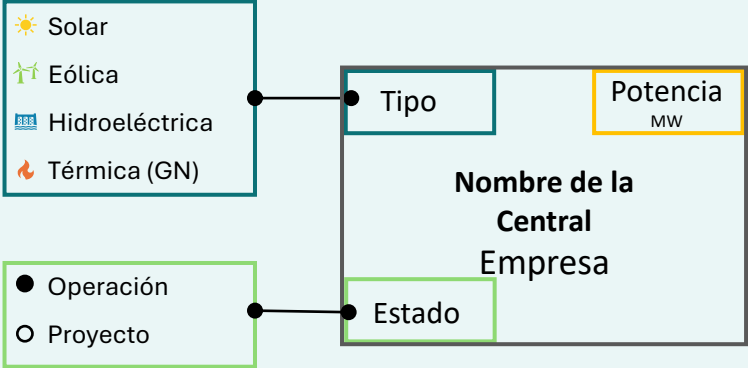
Se estima que, entre los años 2025 y 2030, se incorporarán al SEIN aproximadamente 3,615 MW de nueva capacidad de generación, de los cuales 3,063 MW corresponderían a proyectos solares y eólicos, mientras que los 552 MW restantes provendrían de centrales hidroeléctricas.



La selección de proyectos a incluir en el plan de obras, así como sus fechas de ingreso, es efectuada por nuestra Firma tomando en cuenta diversos criterios, tales como:

- Estudios y permisos aprobados (Estudio de Pre-Operatividad – EPO, Estudio de Impacto Ambiental – EIA , Autorización o Concesión Definitiva).
- Compromisos suscritos por el titular con el Estado.
- Empresa o grupo económico que está detrás del Proyecto.
- Nivel de ejecución de obras y retrasos.
- Controversias asociadas a la ejecución del Proyecto.

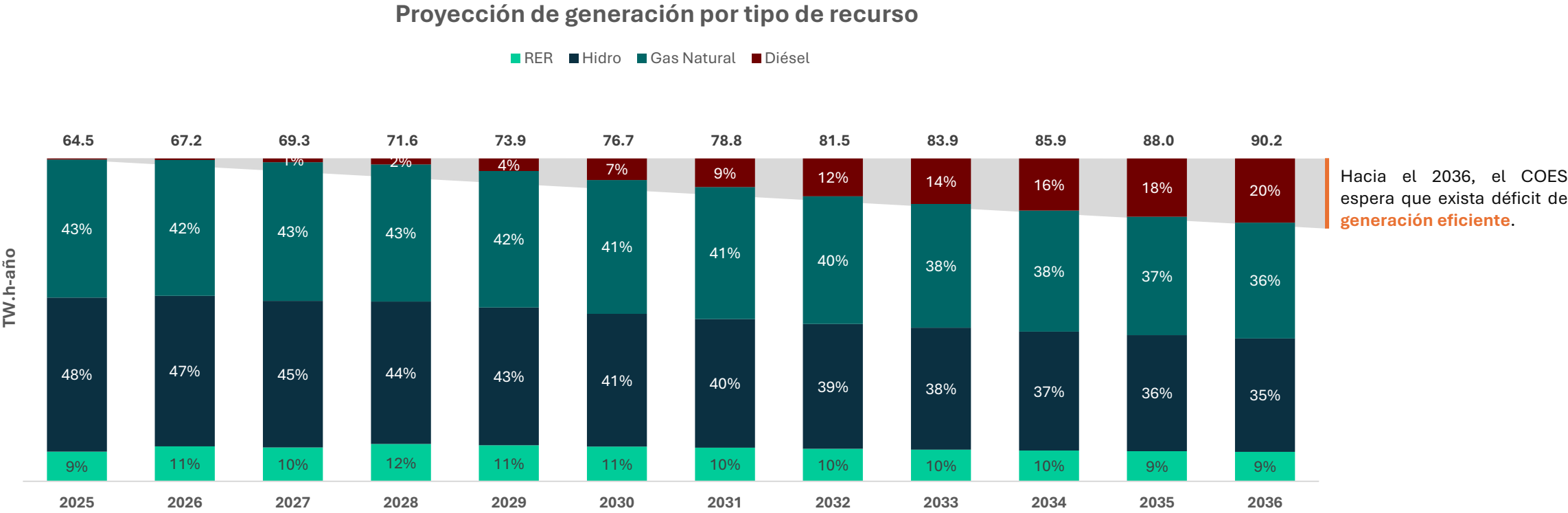
### Leyenda



# Expectativas de generación por tipo de recurso

## Crecimiento de la producción a Diésel

Conforme a las estimaciones contenidas en el Plan de Transmisión 2027-2036 elaborado por el COES, se proyecta un incremento en la producción de energía a partir de Diésel en los próximos años. Esta proyección obedece a que la demanda eléctrica superaría la capacidad de generación eficiente —entendida como la producción proveniente de centrales RER, hidroeléctricas y a gas natural—, lo que conllevaría a una operación más frecuente de centrales térmicas que usan combustibles líquidos, incrementando los costos marginales del sistema eléctrico.





# Principales propósitos de la Ley 32249

## Reducir la brecha de precios entre mercado libre y regulado

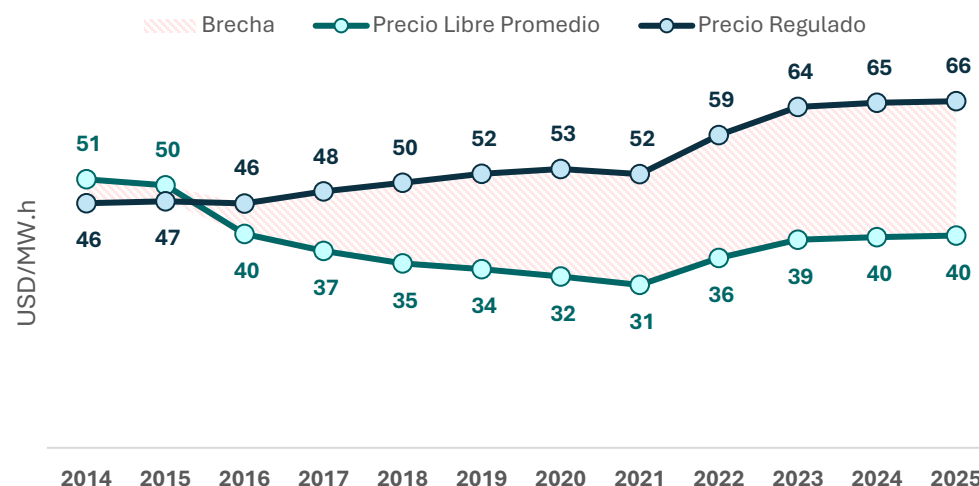
Actualmente, se observa una brecha significativa de precios entre el mercado libre y el mercado regulado, estimada en aproximadamente USD 25/MWh.

Esta diferencia de precios, se debe a que los usuarios libres renegocian/licitan sus contratos con mayor frecuencia y aprovechan los precios de mercado, a diferencia de los distribuidores, cuyos contratos de largo plazo fueron firmados en un contexto de altos precios spot y restricciones de transmisión.

## Promover ingreso de proyectos renovables

La Ley N.º 32249 tiene por objeto promover la participación de centrales de generación con recursos energéticos renovables, con especial énfasis en las tecnologías solares. Para dicho fin, establece que, en el marco de las Licitaciones convocadas por las empresas Distribuidoras para atender su demanda regulada, los generadores podrán presentar ofertas diferenciadas por los conceptos de energía y potencia, con la finalidad de adjudicar los mejores precios y reducir el precio de los usuarios regulados.

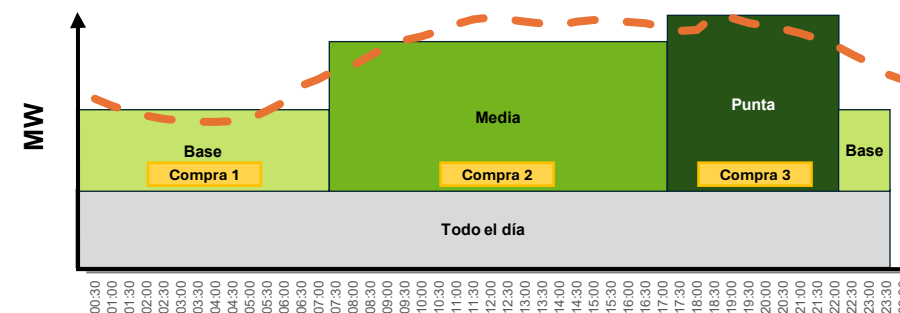
### Diferencia de precio entre Clientes Libres y Regulados



Fuente: OSINERGMIN | Elaboración: LQG

Documento confidencial

### Licitaciones por bloques horarios



**Base** : 23:00 - 08:00

**Media** : 08:00 - 06:00

**Punta** : 18:00 - 23:00



**LQG**

Energy & Mining Consulting  
LAUB | QUILANDRIA | GOMERO

# Impactos del incremento de la participación de energías renovables

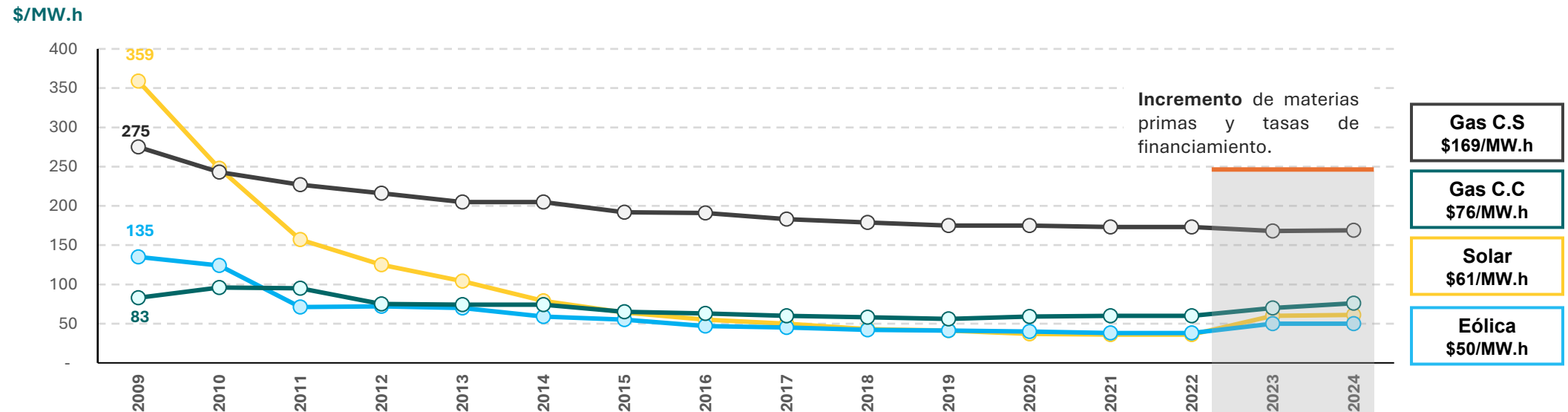


# Costo nivelado de la energía (“LCOE”)

## Reducción sostenida del LCOE impulsa la competitividad de las energías renovables

- El Costo Nivelado de la Energía (LCOE, por sus siglas en inglés) de las tecnologías renovables, en particular las solares y eólica, han registrado una tendencia sostenida a la baja durante la última década.
- Esta reducción responde principalmente a la disminución de los costos de inversión, impulsada por una mayor demanda global de energía limpia, economías de escala y mejoras tecnológicas.
- Los incentivos fiscales, financieros y regulatorios disponibles en diversos mercados han facilitado el cierre financiero de nuevos proyectos, fortaleciendo su bancabilidad.
- Como resultado, las tecnologías renovables se han posicionado como una opción competitiva para la suscripción de contratos de suministro de energía a largo plazo a precios asequibles.

### Evolución del LCOE desde el 2009 hasta el 2024

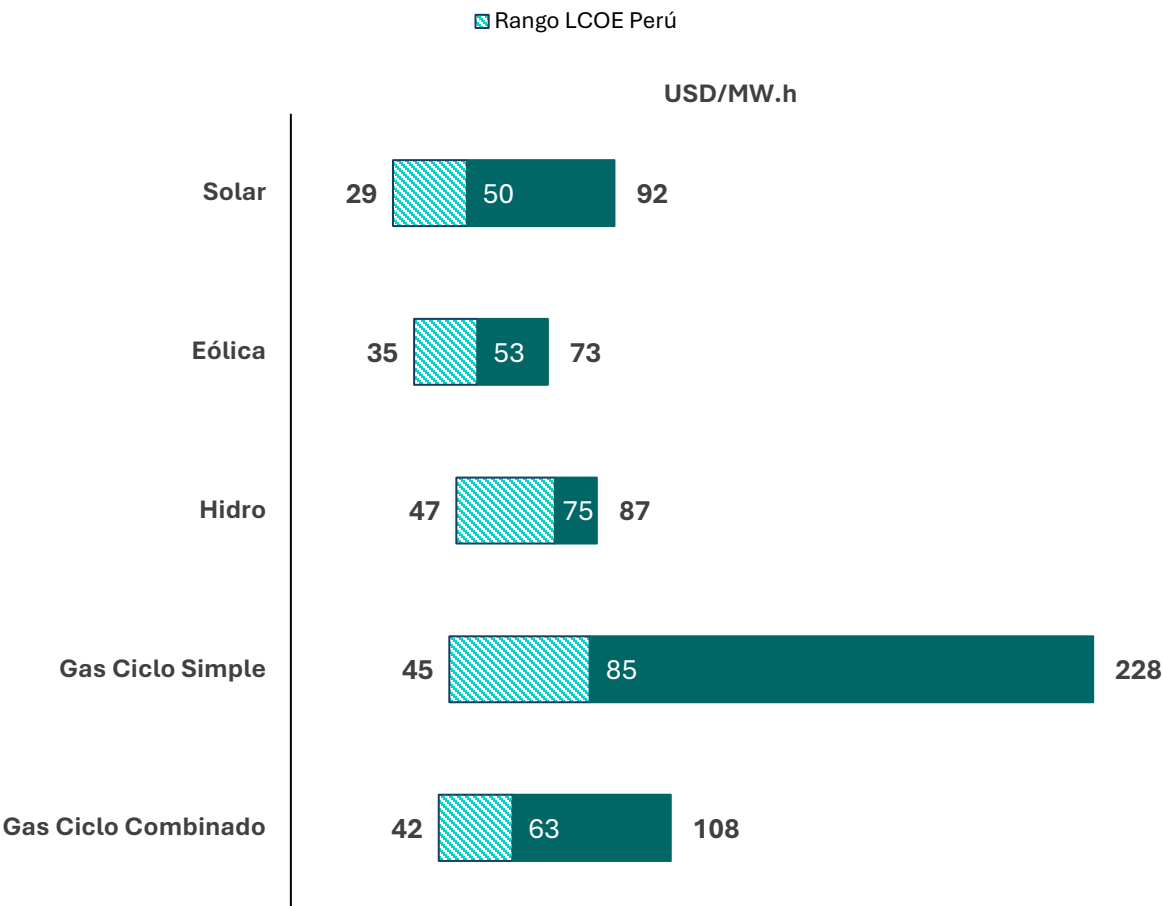


Fuente: Lazard | Elaboración: LQG

# Costo nivelado de la energía en Perú (“LCOE”)

## Rango de LCOE en Perú por tecnología al 2025

- A continuación, se muestra un gráfico del rango de LCOE estimado para Perú durante el 2025.
- Para ello, para las centrales RER (eólicas, solares e hidros) se ha tomado en cuenta los factores planta promedio de las centrales que sería aproximadamente 50%, 30% y 60% respectivamente.
- Para el caso de las térmicas de ciclo simple y ciclo combinado se han empleado los costos de gas vigentes que pagarían por suministro, transporte y distribución las centrales instaladas en Lima e Ica.
- Por el lado de los costos de O&M se esta considerando un rango de 2%-3% sobre el CAPEX invertido.



Fuente: Lazard y LQG | Elaboración: LQG

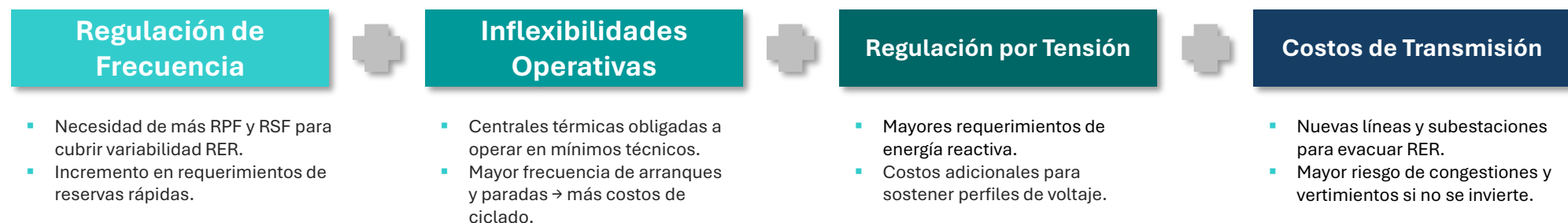


# Costos sistémicos incrementados por penetración RER

## La alta penetración RER incrementaría los costos sistémicos del SEIN debido a:

- **Mayores requerimientos de servicios complementarios** (Regulación Primaria de Frecuencia-RPF y Regulación Secundaria de Frecuencia-RSF) para garantizar la estabilidad de frecuencia del sistema ante la variabilidad de la generación renovable.
- **Incremento de Inflexibilidades Operativas (IO)** debido a la necesidad de mantener a las centrales térmicas operando en mínimos técnicos, y a que las tecnologías renovables al presentar bajos costos desplazarían a las térmicas en su operación actual, lo que produce arranques y paradas más frecuentes y mayores costos asociados al ciclado térmico.
- **Regulación por Tensión (RT)** que permite controlar los flujos de energía reactiva y sostener perfiles de voltaje estables, se vería incrementada dada la intermitencia y localización geográfica de la generación renovable.
- **Costos en Transmisión (CT)** por la necesidad de construir nuevas líneas y subestaciones que permitan evacuar la energía renovable generalmente ubicada en zonas alejadas de los centros de consumo.

### Costos sistémicos incrementados

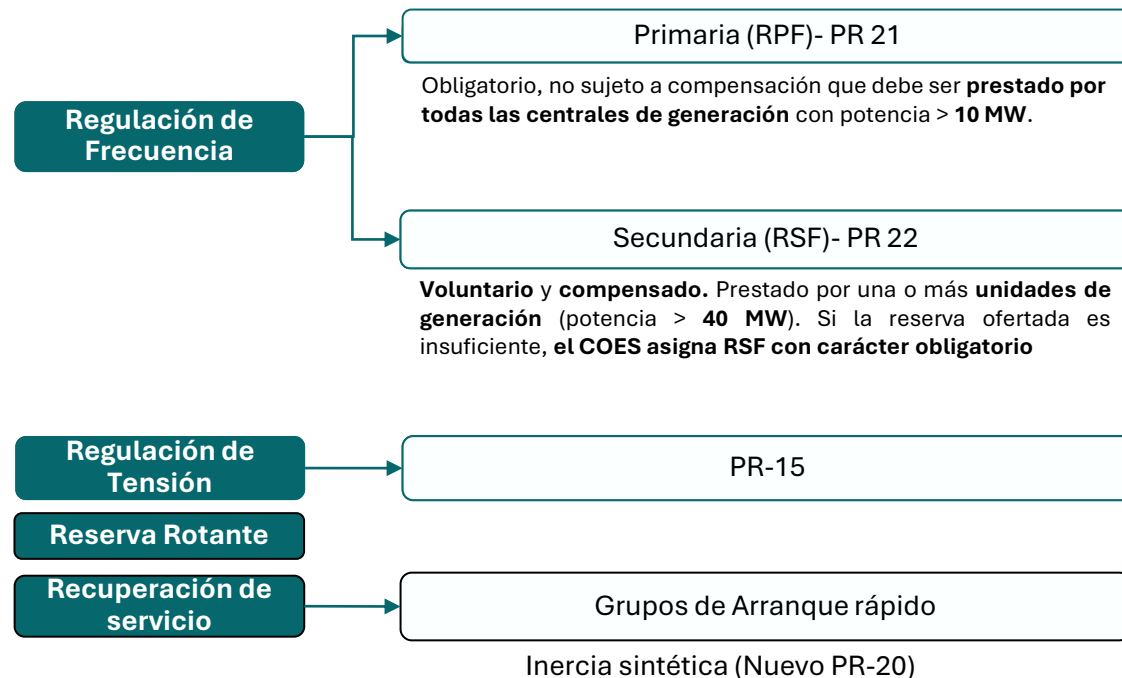


La alta penetración renovable traerá consigo **retos regulatorios que repartan y gestionen estos sobrecostos**, garantizando sostenibilidad económica y confiabilidad del SEIN.

## Definición y objetivo de los SSCC

- Son actividades esenciales que garantizan la estabilidad, calidad y confiabilidad del suministro eléctrico del SEIN. que complementan el suministro eléctrico principal para cubrir la demanda del país.
- Los SSCC son provistos por los generadores y se consideran servicios intrínsecos a sus prestaciones, ya que son responsables de ello.

## Normativa actual



- El servicio de Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) requiere una respuesta inmediata menor a 5 segundos. Esta característica se logra mayormente gracias a la instalación de sistemas de almacenamiento (BESS) con capacidad de ajuste instantáneo.
- El servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF) actúa dentro de los 20 segundos ante una desviación de la frecuencia del sistema. Es esencial para mantener el equilibrio entre generación y demanda y es remunerada actualmente, ya que implica costos operativos adicionales para los generadores (reservas rotantes y ajustes en tiempo real). Por ello, el RSF es el más representativo al momento de proyectar los costos del mercado de servicios complementarios.

## Regulación Primaria de Frecuencia (RPF)

- Es un mecanismo automático que ejecutan los generadores para corregir descalces instantáneos entre generación y demanda. Actualmente, las centrales de generación RER de fuente eólica, solar o mareomotriz están exoneradas de prestar el servicio de RPF.
- Sin embargo, mediante Resolución Ministerial N° 444-2024-MINEM/DM, publicada el 25 de noviembre de 2024, se ha propuesto eliminar dicha exoneración. Es muy probable que dicha propuesta normativa se apruebe en el corto plazo.
- Para cumplir con el servicio de RPF, el generador tendría que incurrir en el costo de instalar y operar una batería equivalente al 3% de la potencia instalada, el cual se estima conforme al Procedimiento Técnico N° 21 del COES.
- Según el estudio del COES sobre el "Costo de Oportunidad de la Reserva Rotante para RPF ("COR")" para el periodo 2025-2028, se determinó un costo 906.3 USD/kW para instalar una batería.
- El costo de la batería se tomó del informe técnico elaborado por el COES para determinar la penalización a las centrales que no proveen el servicio de RPF (considera el "costo de oportunidad"). A dicho costo se le agregó un 10% por concepto de configuración de la batería para viabilizar su uso para también proveer inercia sintética.

### Estimación de ratio de RPF + inercia sintética para generadores RER

| Proyecto      | Potencia Instalada (MW) | Tamaño de Batería (MW) | Costo de Batería (USD/kW-mes) | Inversión (MM USD) | Inversión + Inercia sintética (MM USD) | Producción 10 años (TW.h) | Ratio (USD/MW.h) |
|---------------|-------------------------|------------------------|-------------------------------|--------------------|----------------------------------------|---------------------------|------------------|
| Planta eólica | 100                     | 3.0                    | 906.3                         | 2.99               | 3.29                                   | 4.38                      | <b>0.75</b>      |
| Planta Solar  | 100                     | 3.0                    | 906.3                         | 2.99               | 3.29                                   | 2.63                      | <b>1.25</b>      |

- Se tomó como ejemplo dos plantas de potencias instaladas de 100MW cada una, las cuales deberán agregar a sus costos nivelizados de energía (LCOE) los ratios obtenidos en el cuadro anterior. Esto eleva el costo de producción de las centrales RER a partir de la entrada en vigor de la resolución mencionada.

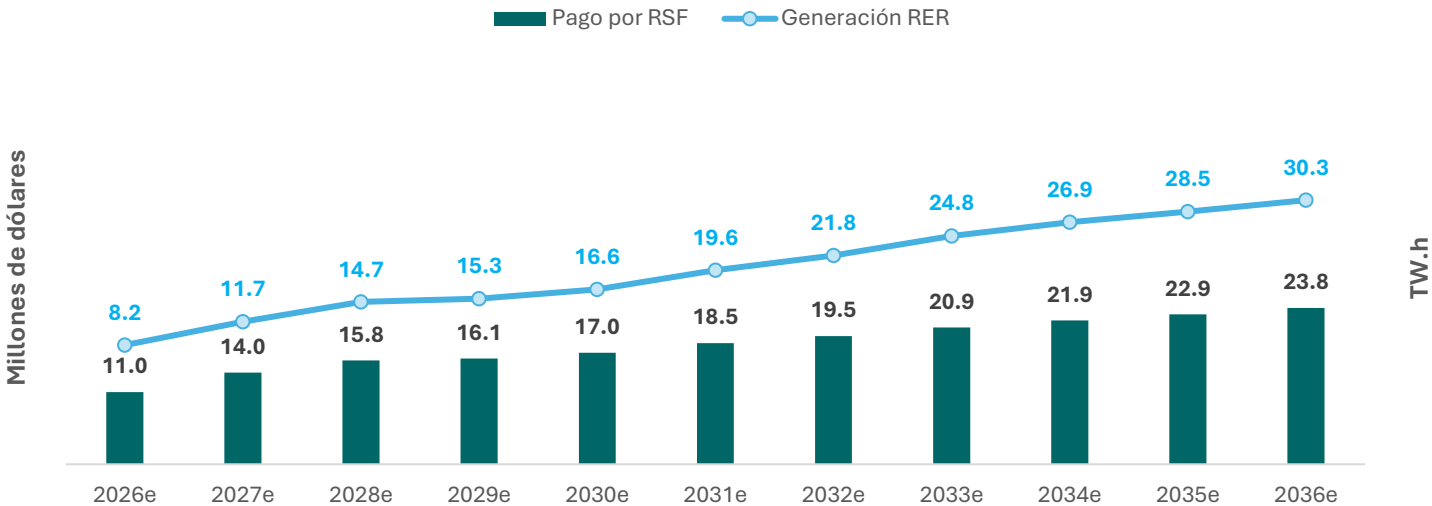
## Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF)

- Es un servicio complementario que busca mantener la frecuencia en el valor deseado corrigiendo desviaciones entre los valores programados y ejecutados de oferta y demanda. Este es un servicio voluntario sujeto a remuneración, asumida por todos los generadores en proporción a sus inyecciones de energía.
- Actualmente, la banda promedio de RSF se sitúa en aproximadamente +/- 200 MW, de la cual actualmente se usa solamente el 30% en promedio, indicando un sobredimensionamiento como resultado de la metodología vigente del COES establecida en el Procedimiento PR-22. Dicho procedimiento se plantea optimizar reduciendo el costo del servicio en un estimado de 30% de los costos ejecutados.
- Se propone también el principio de causalidad, que implica que los costos asociados a la provisión de este servicio deben ser asumidos principalmente por los agentes que generan la desviación, que concretamente serían la demanda y la generación fundamentalmente RER. Por lo tanto, es razonable pensar que esta asumirá una mayor participación en la responsabilidad de pago respecto a la generación convencional.

### Criterios de Proyección:

- Se proyectaron los pagos por RSF tomando en cuenta que a partir del 2026 el COES modificará el PR-22 llegando a ejecutarse una reducción del 30% en el costo total del servicio.
- Se considera el efecto de las centrales RER con alta probabilidad de integración a la matriz energética.
- Se considera que la compensación de RSF se asignará en un 40% a las RER y el resto a la demanda.
- Se estima un crecimiento de 3% anual sobre los costos.

### Proyección del costo RSF





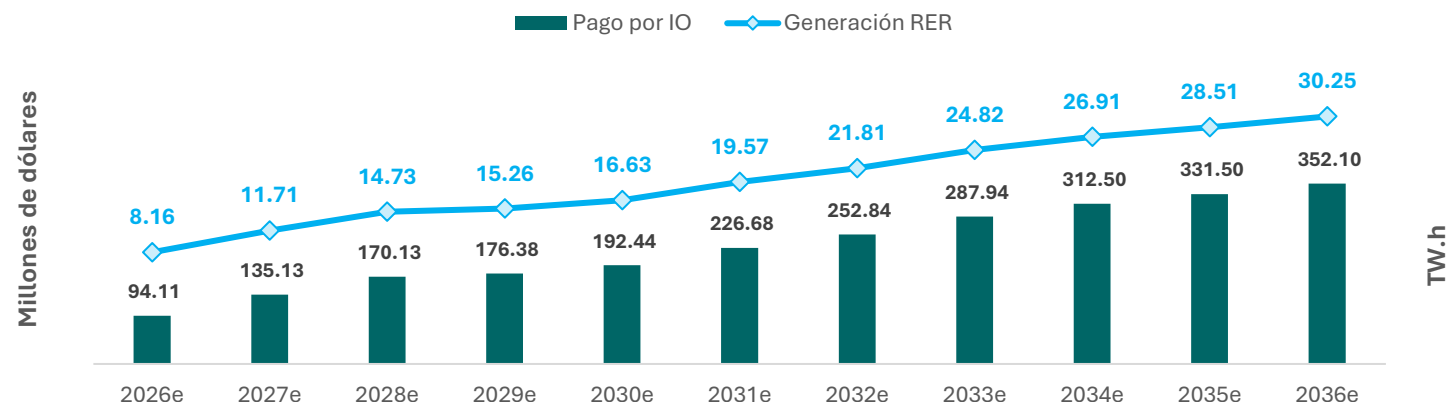
## Inflexibilidades operativas (IO)

- Es la condición de indisponibilidad para modificar el estado de carga de una central generadora, debido a rigideces operativas propias para adecuarlo al despacho óptimo en el tiempo requerido. Las principales métricas para obtener un control sobre estas restricciones es mediante los siguientes parámetros principales:
  - Mínimo Técnico (MT):** Es la potencia mínima garantizada de una central en operación normal.
  - Tiempo Mínimo de Operación (TMO):** Tiempo mínimo en que una unidad debe operar de forma continua desde que entra en sincronismo hasta que sale de servicio.
- Las centrales que presentan restricciones debido a sus limitaciones técnicas enfrentan costos de operación adicionales, por lo cual se estableció un sistema de compensación para reconocerles dichas inversiones de manera mensual y está definido en el Procedimiento Técnico del COES N°33 “Compensaciones de Costos Operativos adicionales de las Unidades de Generación Térmicas” (PR-33). En este se definen los principales costos operativos a compensar:
  - CCbef:** Compensación de costos de arranque, parada y de baja eficiencia en rampas de incremento y disminución de generación.
  - CCV:** Compensación de costos variables de unidades de generación no cubiertos por el CMg de corto plazo.
  - CCMarr:** Costo de mantenimiento por arranque y parada.
  - CCCadic:** El Costo por Consumos de Combustibles Adicionales en las Rampas de Incremento y Disminución de Generación.

### Criterios de Proyección:

- Se estimaron los costos por Inflexibilidades Operativas (IO) bajo escenarios de alta integración de generación renovable en la matriz energética, considerando una participación proyectada de 22% al año 2030 y de 32% al año 2036.
- Se considera que el Beta<sup>(1)</sup> de arranques y paradas por IO es de 0.42 por el ingreso de renovables.
- Se emplearon las variaciones entre los periodos del 2019 al 2025.

## Proyección del costo por Inflexibilidades operativas

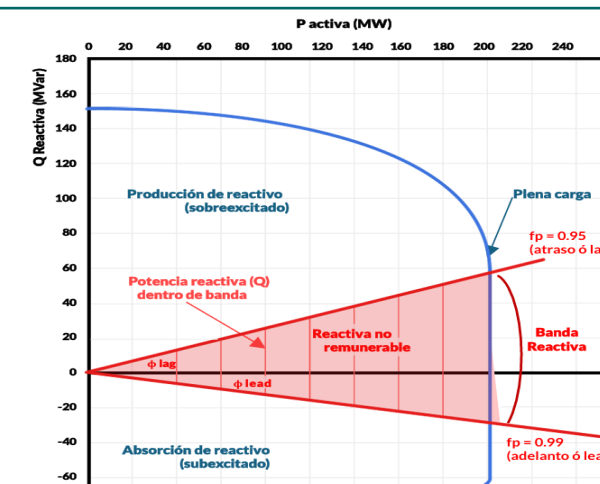


(1) El beta constituye una medida estadística que refleja la sensibilidad de los arranques y paradas de centrales térmicas frente a las variaciones en la generación de energía renovable (RER). El cuál se calcula como la razón entre la covarianza de las variaciones anuales de ambas variables (arranques/paradas y generación RER) y la varianza de las variaciones de la generación RER.

# Costos de regulación por tensión

## Regulación de Tensión (Energía Reactiva)

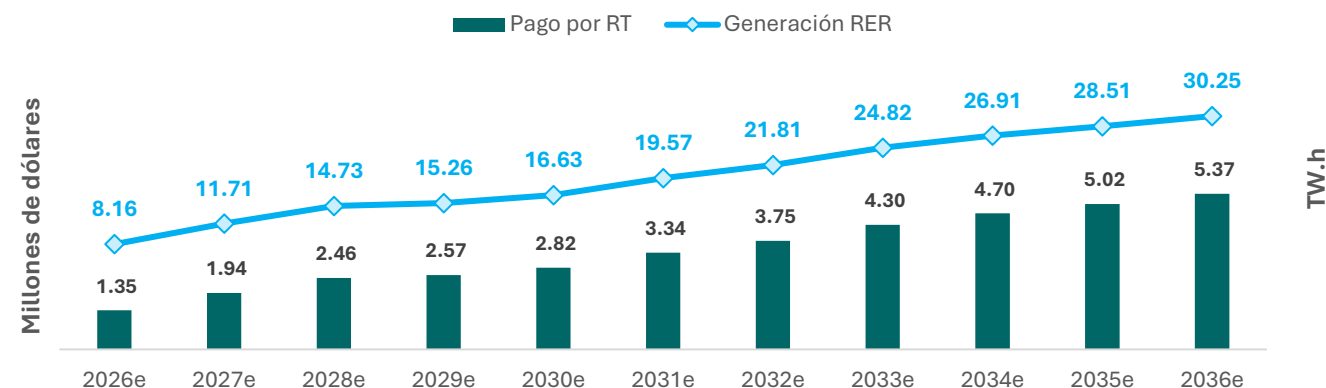
- Es un servicio complementario remunerado mensualmente que garantiza que los niveles de voltaje de la red se mantengan dentro de rangos seguros y estables, asegurando la calidad y confiabilidad del suministro eléctrico.
- Es importante regular la tensión en las barras del SEIN para prevenir daño a equipos, evitar apagones y mantener la eficiencia del sistema, especialmente ante la creciente incorporación de las energías RER no convencionales, que pueden introducir variabilidad en la red.
- La regulación de la tensión se logra mediante el control de la energía reactiva, que es necesaria para mantener la estabilidad del voltaje en las barras de la red. Los generadores, distribuidores y grandes clientes libres deben cumplir con límites operativos específicos conocidos como Banda Reactiva sin compensación alguna. Si exceden estos límites ya sea por inyección excesiva o deficiencia de reactivos están sujetos a penalizaciones o compensaciones financieras.



## Proyección del costo de regulación por tensión

### Criterios de Proyección:

- Se estimaron los costos por Regulación de Tensión (RT) bajo el escenario de alta integración de generación renovable en la matriz energética, considerando una participación proyectada de 22% al año 2030 y de 32% al año 2036.
- Se considera que la compensación de RT para la Energía reactiva entregada tendrá un Beta<sup>(1)</sup> de 0.39 y Energía reactiva absorbida es de 0.25.
- Se emplearon las variaciones entre los periodos del 2020 al 2024.



(1) El beta constituye una medida estadística que refleja la sensibilidad del costo de energía reactiva frente a las variaciones en la generación de energía renovable (RER). El cuál se calcula como la razón entre la covarianza de las variaciones anuales de ambas variables (costo de energía reactiva y generación RER) y la varianza de las variaciones de la generación RER.

# Costos adicionales de transmisión

## Efecto de la transición energética sobre el sistema eléctrico peruano

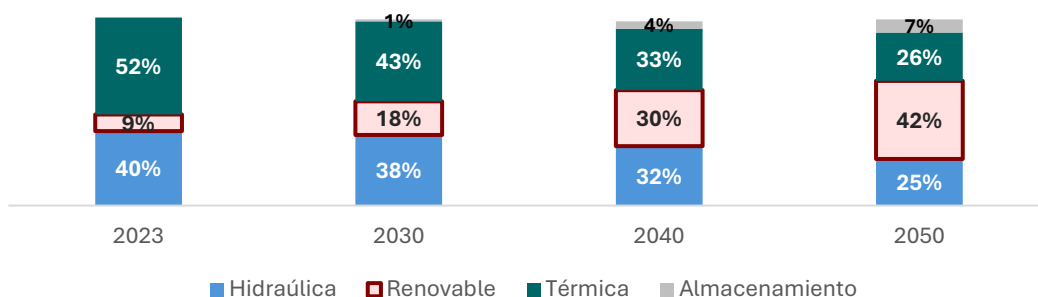
El Banco de Desarrollo de América Latina y el Caribe (CAF) evaluó el sistema eléctrico peruano considerando la creciente penetración de energías renovables. Para ello, definió dos escenarios de expansión de largo plazo: i) BaU (Business as Usual) y ii) TE (Transición Energética), siendo este último el que **refleja con mayor realismo la trayectoria esperada de incorporación de RER en el país**.

### BaU (Business as Usual):

Se trata de un escenario de **continuidad económica**, en el que la expansión del sistema eléctrico responde principalmente a criterios de crecimiento de la demanda sin cambios estructurales en la política energética.

En esta trayectoria hacia el **2050**:

- La generación térmica reduce su participación al 26% de la matriz.
- Las RER incrementan su presencia hasta el 42%.
- El almacenamiento con baterías se incorpora de manera gradual, alcanzando el 7% de la capacidad total.

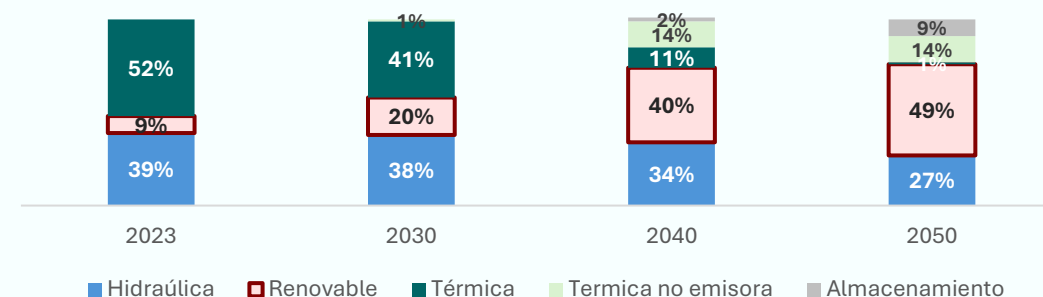


### TE (Transición Energética):

Se trata de un escenario de expansión económica alineado con políticas de descarbonización, que proyecta alcanzar emisiones netas cero al 2050.

Bajo este marco, la matriz eléctrica evoluciona hacia una mayor diversificación:

- Las RER aumentan su participación hasta representar el **49% de la generación**.
- El almacenamiento se consolida con una cuota del 9%.
- La generación térmica se reduce al 15%, de la cual el 14% corresponde a tecnologías no emisoras.



Fuente: Banco de Desarrollo de América Latina y el Caribe (CAF), informe "La transición energética de América Latina y el Caribe"

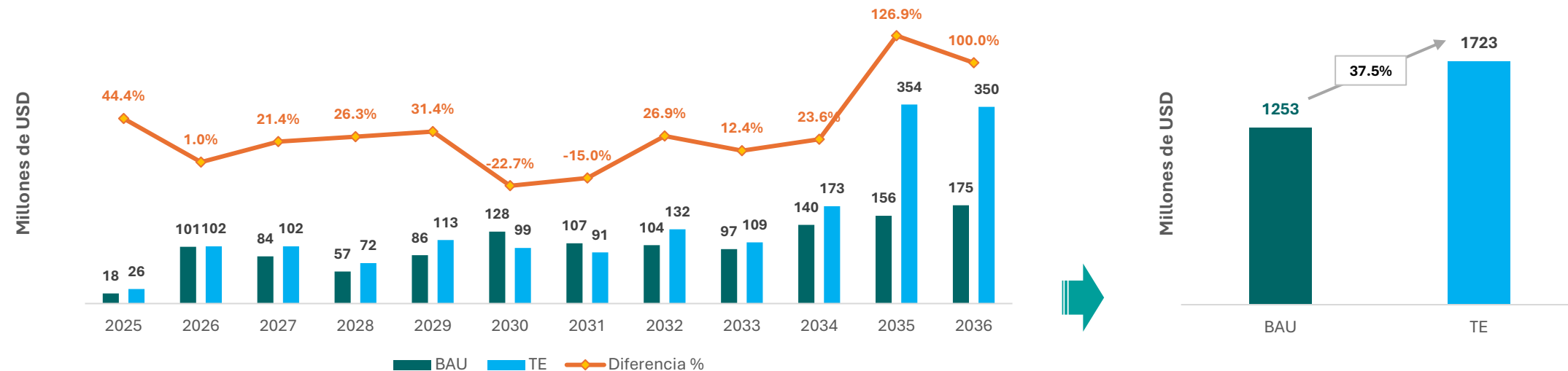
De acuerdo a estos dos escenarios, el CAF realizó una proyección de inversión de infraestructura que soporte esta expansión de generación.

# Costos adicionales de transmisión

## La promoción de las RER produce costos adicionales a la transmisión

- En el escenario de BAU, las inversiones proyectadas en redes de transmisión se centran en la conexión de la nueva oferta de generación al sistema y en el transporte hacia los centros de carga.
- En el caso de TE, debido a las metas de carbono neutralidad hasta 2050, se añaden más plantas RER al sistema.
- La sustitución de las centrales térmicas para cumplir con las metas renovables en el escenario TE, sumado a la distancia hacia los centros de carga, resulta en una mayor inversión en el sistema de transmisión. Esto se hace evidente principalmente con el alto crecimiento de la inversión en redes del escenario TE, siendo este USD 470 millones más costoso que el escenario BAU entre el 2025 y el 2036, es decir, un 37.5% mayor.

## Proyección de costos de transmisión eléctrica entre escenarios

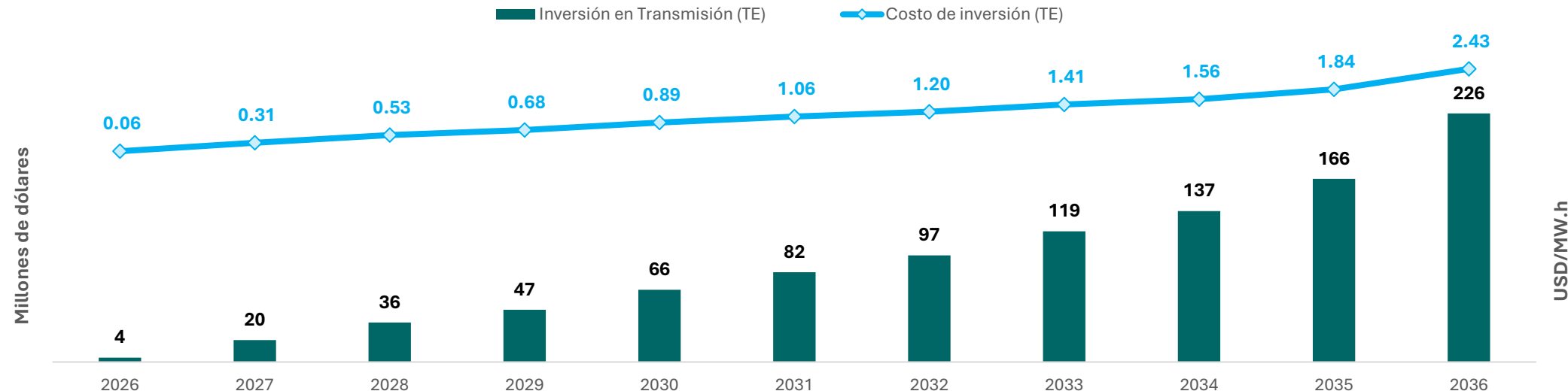


# Costos adicionales de transmisión

## Estimación de costos a pagar por el sistema en el escenario TE

- A partir del estudio realizado por el CAF, se determinaron los costos de inversión en infraestructura requeridos en el escenario TE. Este escenario marca el incremento de las inversiones hasta el año 2036 que serán requeridos para mantener la confiabilidad del sistema y evitar las congestiones.
- Dichos montos de inversión serán trasladados a los usuarios y para poder estimar los costos anuales y proyectarlos es necesario realizar el cálculo de la anualidad del CAPEX considerando la tasa de actualización anual que indica la Ley de Concesiones Eléctricas, que es del 12% con un horizonte de 30 años de vida de proyecto y también obtener el Costo de Operación y Mantenimiento (COyM) que suele ser el 3% del CAPEX y que se indexa al 3% anual.
- Se observa que al 2026 la nueva transmisión representa un costo de 4.01 USD/MW.h y para el 2036 es de 225.81 USD/MW.h.

### Proyección de costos anuales de transmisión

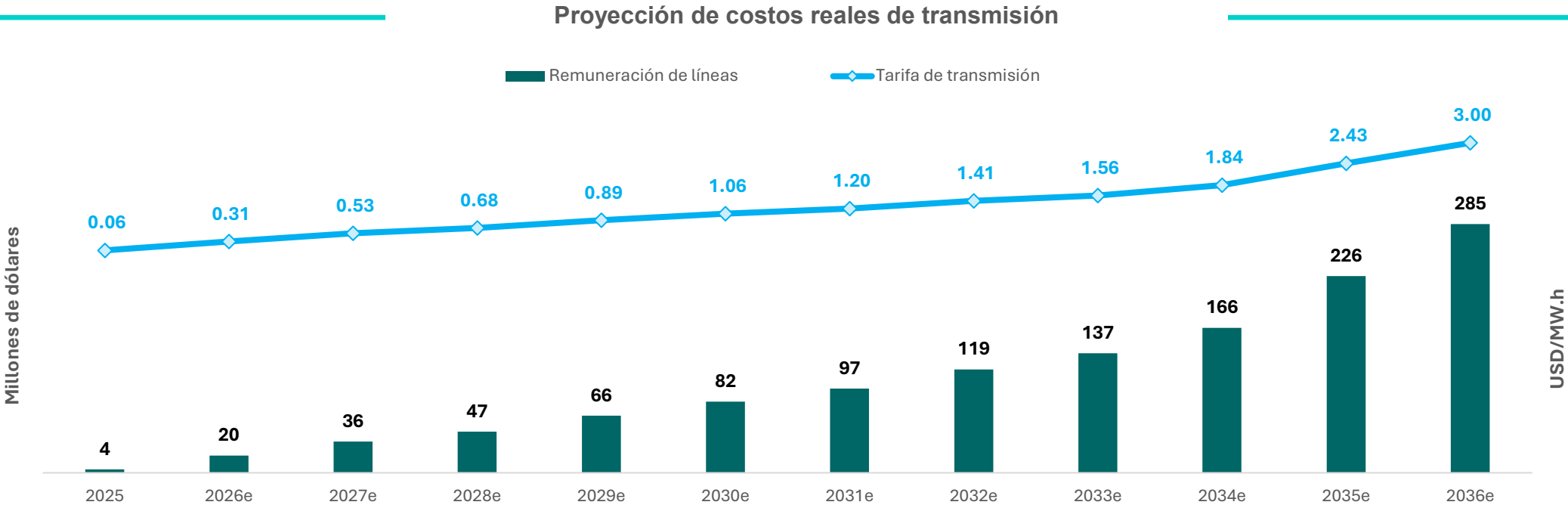




# El costo real de transmisión incluye la remuneración de las líneas

## La demanda deberá remunerar las inversiones a una tasa del 12% y COyM

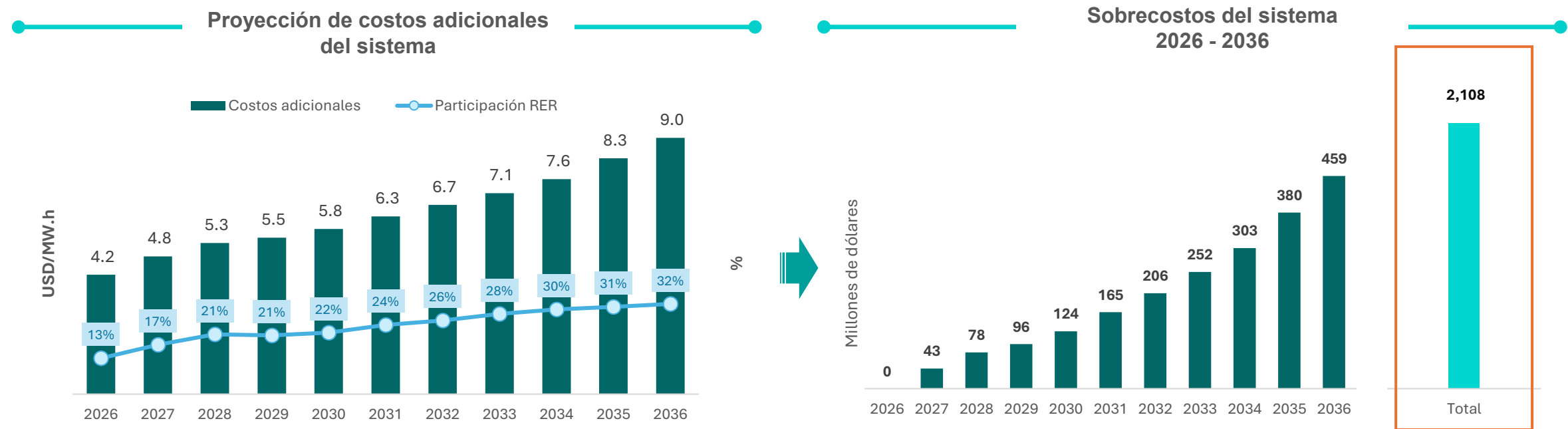
- Si bien, el estudio del CAF estima inversiones crecientes en transmisión hasta 2036 de aproximadamente \$1,723 millones. Este no recoge la remuneración de las líneas.
- Las inversiones realizadas en transmisión se remuneran en base a la anualidad determinada a la tasa del 12% + el COyM que es el 3% aproximadamente del CAPEX.
- En base a este análisis, el **costo total de transmisión a lo largo de 30 años asciende a USD 9,663 millones**, mientras que, únicamente en el período **2026–2036**, el monto alcanza **USD 1,285 millones**, los cuales deberán ser asumidos por la demanda.



# Alta penetración renovable generará sobrecostos sistémicos crecientes hacia 2036

## Costos de la integración RER para el periodo 2026 - 2036

- Mayor participación RER exige inversiones en transmisión y mayores servicios complementarios para garantizar estabilidad del sistema.
- Estos costos incluyen compensaciones por RPF/RSF, inflexibilidades operativas, regulación por tensión y transmisión.
- El costo unitario proyectado se eleva de 4.2 USD/MWh en 2026 (13% RER) a 9.0 USD/MWh en 2036 (32% RER).
- Los sobrecostos se definen como la diferencia entre los costos adicionales de cada año respecto al valor de referencia del 2026. Bajo esta metodología, el sobrecosto acumulado en el **período 2026–2036 asciende a USD 2,108 millones**.





**LQG**

Energy & Mining Consulting

LAUB | QUILANDRIA | GOMERO

# Nuevos retos regulatorios



## Análisis regulatorio de los SSCC

- Son prestaciones que complementan el suministro eléctrico principal y son necesarias para mantener la seguridad y estabilidad del sistema. Estos servicios aseguran que haya suficiente capacidad de generación y transmisión para cubrir la demanda en todo momento.
- Se requiere actualizar la normativa aplicable de los SSCC para garantizar la confiabilidad operativa ante la creciente penetración de fuentes RER intermitentes, lo que genera la necesidad de flexibilizar el sistema.

### Normativa actual

|                                |     |                                                                                                                                                                                                                 |
|--------------------------------|-----|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Regulación de frecuencia       | ➔ ✓ | <b>NTCOTR (R.D. 014-2005-EM)</b><br>✓ <b>Regulación Primaria de Frecuencia:</b> Debe ser sostenible al menos 30 segundos.<br>✓ <b>Regulación Secundaria de Frecuencia:</b> Debe ser sostenible al menos 30 min. |
| Reserva rotante                | ➔ ✓ | ✓ Es la diferencia entre la capacidad total disponible de las unidades sincronizadas al SEIN y su potencia total entregada al sistema.<br>✓ Sirve para atender las necesidades del RPF y RSF.                   |
| Regulación de tensión          | ➔ ✓ | ✓ Se suministra la potencia reactiva inductiva o capacitiva hasta los límites de capacidad de los equipos del SEIN.<br>✓ <b>Tensión Normal de las Barras:</b> +/- 2,5% de su tensión de operación.              |
| Arranque Rápido por Emergencia | ➔ ✓ | ✓ Constituyen parte de la Reserva Fría.<br>✓ Permite disponer de capacidad de generación en menos de 10 minutos.                                                                                                |

### Con escenario RER

|                                                      |                                                                                                                                                       |
|------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>Se requiere un cambio en la normativa actual:</b> |                                                                                                                                                       |
| ➔ ✓                                                  | <b>Regulación Primaria de Frecuencia:</b> Remuneración disponibilidad, implementación en nodos específicos.                                           |
| ➔ ✓                                                  | <b>Regulación Secundaria de Frecuencia:</b> Criterio de causalidad respecto a quien genera inestabilidad. Incluir a los agentes RER y almacenamiento. |
| ➔ ✓                                                  | Competencia neutral entre tecnologías dentro del SEIN.                                                                                                |
| ➔ ✓                                                  | Dar apertura a otros agentes para que puedan ofrecer SSCC.                                                                                            |
| ➔ ✓                                                  | Competencia para proveer energía reactiva.                                                                                                            |
| ➔ ✓                                                  | La generación eólica debe incorporar control de reactivos.                                                                                            |
| ➔ ✓                                                  | Reconocimiento normativo y establecimiento de esquema de pagos por disponibilidad y por activación.                                                   |
| ➔ ✓                                                  | Priorización de tecnología con capacidad de respuesta rápida.                                                                                         |

## Inflexibilidades operativas

- Las inflexibilidades operativas son restricciones de una Unidad de Generación que se derivan de sus características estructurales de diseño, para todos los modos operativos de la unidad de generación:
  - Tiempo de arranque (TA):** Tiempo en horas desde la orden de arranque emitida por el COES, hasta que la unidad se pone en sincronismo con el sistema.
  - Potencia mínima (PM):** De acuerdo a la NTCOTR, es la potencia mínima que puede generar una unidad en condiciones de operación normal.
  - Tiempo mínimo de operación (TMO):** Tiempo mínimo en horas en que una Unidad de Generación debe operar en forma continua, desde el momento en que la unidad entra en sincronismo con el sistema hasta el momento en que sale de sincronismo.
- La normativa actual contempla principalmente a las centrales térmicas, ya que son las que presentan mayor cantidad de restricciones en su operación. Pero no se descarta que a futuro se de un ajuste regulatorio para incluir a las centrales renovables variables como las centrales solares y eólicas dentro de este esquema para compartir las responsabilidad de mantener la estabilidad del sistema, debido a que suelen presentar intermitencias en su operación.

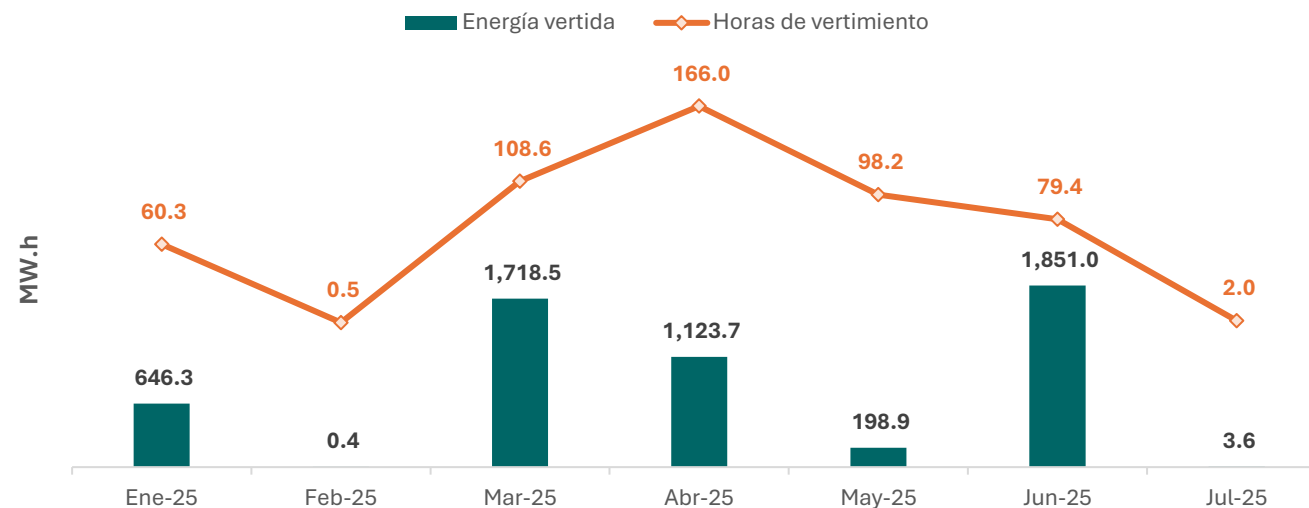
### Parámetros de inflexibilidad actuales de centrales térmicas

| Empresa           | Central    | Modo de Operación                    | Pot. Mínima (MW) | Tiempo Mínimo de Operación (horas) |
|-------------------|------------|--------------------------------------|------------------|------------------------------------|
| Engie             | Chilca 1   | Chilca 1 CCOMB TG1 & TG2 & TG3 - GAS | 316              | <b>168</b>                         |
|                   |            | Chilca 1 CCOMB TG1 & TG3 - GAS       | 275              | <b>168</b>                         |
|                   |            | Chilca 1 CCOMB TG1 & TG2 - GAS       | 275              | <b>168</b>                         |
|                   | Chilca 2   | CHILCA2 CCOMB TG41 - GAS             | 67.34            | <b>168</b>                         |
|                   |            | CHILCA2 TG41 - GAS                   | 39.7             | 2                                  |
| Kallpa Generación | Kallpa     | Kallpa CCOMB TG1 & TG2 & TG3 - GAS   | 500              | <b>168</b>                         |
|                   | Las Flores | Las Flores CCOMB TG1 - GAS           | 175              | 8                                  |
| Orygen Perú S.A.A | Ventanilla | Ventanilla CCOMB TG3 & TG4 - GAS     | 290              | <b>168</b>                         |

## Vertimiento de la red

- El vertimiento es el escenario cuando las centrales de generación de costo variable cero (0) están limitadas por despacho económico de inyectar su generación al SEIN. Se da por la falta de capacidad en la red de transmisión, por razones estructurales o temporales, o que la generación de costo variable cero (0) sea superior a la demanda en el SEIN o parte de este.
- Ante el ingreso de múltiples proyectos renovables en el corto y mediano plazo, se prevé que se incrementen los vertimientos de energía, por ello el COES modificó sus procedimientos técnicos de Programación de la operación de corto plazo N°1 y Coordinación de la operación en tiempo real del SEIN N°9, mediante Resolución N° 003-2025-OS/CD del 21 de enero de 2025, de tal manera que considere a todas las centrales de costo variable cero, incluyendo las RER.
- En Perú, aún no existe un mecanismo explícito acerca de la remuneración por vertimiento, siendo que este será un problema creciente para las generadoras y para el sistema. Actualmente, las centrales RER que presentan vertimientos en el sistema son las centrales eólicas producidas por fallas en las redes eléctricas o por congestión en los puntos de conexión.

### Vertimientos de Energía renovable (eólica) 2025



- El vertimiento de energía RER variable en lo que va del 2025 es de 5,542 MWh, principalmente generado por las centrales eólicas. Esto representa un total de 514.9 horas durante las cuales las generadoras no operaron debido a congestión o fallas de red.
- En la actualidad muchas centrales renovables no declaran sus vertimientos o no envían los valores en firme al COES, así que este valor podría ser mayor.
- Debemos tomar en cuenta que Chile al tener exceso de generación RER en operación, sin contar con las líneas de transmisión necesarias para transportarla, tuvo recientemente una crisis energética, para evitar ello en nuestro país se debe regular correctamente el vertimiento de las mismas.



- El COES en su Plan de Transmisión 2027-2036 prevé que la demanda tendrá una tasa de crecimiento anual compuesta de 3.45%, pasando de 60.0 TW.h en el 2024 a 90.2 TW.h en el 2036. De acuerdo a esta expansión del sector eléctrico, existirá un crecimiento de la capacidad de generación que será cubierto por proyectos renovables en su mayoría, en línea con los compromisos del país en materia de sostenibilidad, transición energética y reducción de emisiones.
- Las centrales renovables con alta probabilidad de ingresar al SEIN entre los años 2025 y 2030 son aproximadamente 3,615 MW, de los cuales 3,063 MW son proyectos solares y eólicos y 552 MW son centrales hidroeléctricas.
- Se promulgó la ley N°32249, en la que se establece que dentro de las Licitaciones convocadas por las Distribuidoras para atender su demanda regulada, los generadores podrán presentar ofertas diferenciadas por los conceptos de energía y potencia. Esto generaría una ventaja competitiva de las centrales solares frente a otra tecnologías. Todo esto con la finalidad de reducir la brecha de precios entre los clientes libres y los clientes regulados.
- Las tecnologías renovables se han posicionado como una opción competitiva para la suscripción de contratos de suministro de energía a largo plazo a precios asequibles, debido a que su Costo Nivelado de la Energía (LCOE) ha registrado una tendencia sostenida a la baja durante la última década. En particular las solares con un precio alrededor de 29 USD/MW.h y las eólicas con 35 USD/MW.h, siendo menores a los precios de las centrales térmicas a gas natural.
- Se prevé que hacia el 2036 los costos sistémicos del SEIN se incrementen debido a la alta penetración de tecnología RER, produciendo que las compensaciones por regulación de frecuencia, regulación de tensión, inflexibilidades operativas y remuneración de la inversión en transmisión se incrementen.
- El costo sistémico pasará de 4,2 USD/MW.h en 2026 (13% de participación RER) a 9,0 USD/MW.h en 2036 (32% RER), lo que genera un sobre costo acumulado de aproximadamente USD 2,108 millones.
- La transición energética, si bien contribuye a la reducción de emisiones y a una mayor diversificación de la matriz —aun cuando el parque generador peruano ya presenta un perfil limpio—, generará una presión creciente sobre los costos sistémicos, los cuales deberán ser asumidos por todos los agentes del mercado.
- El incremento sostenido de generación renovable planteará retos regulatorios significativos, que requerirán ajustes normativos y la implementación de mecanismos de asignación de costos, a fin de salvaguardar la confiabilidad del sistema y mantener la competitividad del mercado eléctrico peruano.