

## COMENTARIOS A LA “EVALUACIÓN DE LOS IMPACTOS DE MEDIANO PLAZO DE LA INCORPORACIÓN DE LA GENERACIÓN RER EN EL MERCADO ELÉCTRICO PERUANO. ALTERNATIVA REGULATORIA” Y RESPUESTA A LAS INTERROGANTES Y DUDAS EN LA PRESENTACIÓN “TRANSICIÓN ENERGÉTICA EN EL PERÚ”.

**Dr. Jaime E. Luyo**

Primeramente, es conocido que, las consultoras LQG y GERENS son usualmente contratadas para consultoría y capacitación del personal de las empresas de los sectores de Energía y de Minería. Por lo que, como empresas privadas, se supone que el Estudio cuya presentación (difundida en ppt. que se adjunta en Anexo) ha sido contratada (por el tema tratado) por las empresas o gremios vinculados al subsector gasífero. Procedemos a comentar, que:

- la metodología *bottom-up* está orientada a evaluar “*Up: Impactos económicos en el sector de gas natural*” y, no en el mercado eléctrico peruano por la generación RER (V. slide #2);
- existe una confusión en el análisis presentado (slide#4) al tratar de relacionar los efectos a nivel mundial del Cambio Climático (CC) y las guerras actuales (Rusia-Ucrania, Israel-Palestina) y también en el sector de GN en el Perú (vinculado al respaldo de la generación eléctrica RER) considerando erróneamente “matriz energética inestable” en lugar de la matriz eléctrica. Ya hemos aclarado previamente<sup>1</sup> que, la contribución del subsector electricidad a las emisiones GEI es de solo 4% del total nacional y, que más bien está aún pendiente (por los *lobbies*) en el Congreso el levantamiento de las restricciones a la generación de fuentes renovables y limpias para posibilitar la competencia en el mercado de electricidad con las termoeléctricas a GN (que tienen además ventaja de un subsidio implícito en el precio del GN) para que, progresivamente el precio de la electricidad se reduzca (irónicamente, el precio en el Perú es más elevado que en países importadores de GN con precio internacional. Los más afectados desde hace 15 años, son los 33 millones de consumidores residenciales, pequeños comerciantes e industriales). Esta realidad es ignorada en el Estudio, y más bien se está proponiendo una regulación que trata de fundamentar más bien, un aumento del precio de la electricidad, como veremos a continuación;
- curiosamente (vista #6) se hace una “competencia” de proyecciones para enfrentar el CC entre instituciones especializadas, unas a que favorecen las RER y otras al GN (BP, EIA, OPEP); este último grupo conformado por una transnacional privada de hidrocarburos, agencia de país exportador de LNG, y un cártel de hidrocarburos. Y todas las proyecciones y comentarios siguientes (vistas # 7 al 10) están en base del *BP Energy Outlook (2023)*; dando como resultado, Ganadores: Gas natural, y otras como energía nuclear. Como dato adicional, en Europa debido a las crisis energética, también han estado denominando a las fuentes GN y nuclear como “verdes”<sup>2</sup>; y en Latinoamérica (como en Chile) a inicios de la

<sup>1</sup> [https://www.linkedin.com/posts/jaime-e-luyo-kuong-oficial-1146b520\\_desarrollo-energ%C3%A9tico-a-largo-plazo-vs-el-activity-7213679076455133184-Ebll?utm\\_source=share&utm\\_medium=member\\_android](https://www.linkedin.com/posts/jaime-e-luyo-kuong-oficial-1146b520_desarrollo-energ%C3%A9tico-a-largo-plazo-vs-el-activity-7213679076455133184-Ebll?utm_source=share&utm_medium=member_android)

<sup>2</sup> <https://www.xataka.com/energia/nuclear-gas-natural-energias-verdes-europa-se-da-vencida-tal-mantener-sus-objetivos-medioambientales>

década del 2020 también llegó desde Europa la moda del hidrógeno verde (de fuentes RER); en el país también surgió el entusiasmo por entrar en el mercado mundial del H2V; y en nuestro Congreso se aprobó en marzo reciente la *Ley de Fomento del Hidrógeno verde*; pero sucede que en el mismo dispositivo legal, según comentarios (debido a un lobby de un directivo de una empresa transnacional de energía) la definición original y correcta de H2V se cambió por una que considera a un H2V de “bajas emisiones”, que de verde no tiene nada (además, será objeto de crítica o burla por los especialistas, a nivel internacional); adecuándose así a los requerimientos de los importadores de energía (que puede ser un H2 de cualquier fuente menos contaminante, como el GN) y, si consideramos que se reconoce (vista #35) que reservas de GN certificadas (supuestamente por certificadoras reconocidas internacionalmente) solo quedarían para 16.7 años (se ha observado que, desde el inicio de la guerra Rusia-Ucrania, se intensificó, según estadísticas oficiales, la producción del gas de Camisea que no responde a la demanda del mercado interno), estamos acercándonos a la actual situación de crisis en el vecino Bolivia; se debe entonces de respetar el principio de: “prioridad para el mercado interno” y proyectos de industria petroquímica así como una masificación sostenible del GN de un país soberano;

- se observa, lo que las agencias de proyección y estudio del sector energía pronostican, que la tendencia a MP y LP es hacia la electrificación y que el gran consumo de H2 es un mito (vista # 7); y que la matriz eléctrica será menos contaminante (más RER y menos GN) dependiendo del escenario y metodología de la simulación (vista #8);
- respecto a las inversiones, actualmente las inversiones en RER se han duplicado a las de combustibles fósiles (cambio de orientación) y, para el 2030 se recomienda (según IEA) cuadruplicarlas en las economías emergentes y en desarrollo (v. anexo).
- Sobre el cambio Climático y la transición energética y tecnológica, la geopolítica de la energía y de los minerales críticos, y su vinculación de éstos con las tecnologías RER, influirán en la mayor demanda de energía y minerales críticos en las décadas siguientes; y el Perú deberá tener una estrategia para obtener los mayores beneficios de esta nueva oportunidad tener recursos energéticos RER y minerales críticos abundantes<sup>3</sup>. El proceso de Transición energética, como los que se han ido produciendo en las dos últimas centurias, es inexorable y tomará décadas (se espera que en el 2050 o antes, el consumo y producción de fuentes RER superarán a los combustibles fósiles) y también se está reflejando en la nueva orientación de las inversiones. Por lo que, son prematuras las preocupaciones sobre si las fuentes RER serán sostenibles en el CP; es decir sin visión estratégica. Si tomamos como referencia la experiencia reciente sobre el precio de las fuentes fotovoltaicas, muchos no previeron (incluyendo a los economistas locales) la caída exponencial del precio de esta nueva tecnología (“*la creación destructiva*”). La preocupación de los costos sombra asociados a las restricciones de transmisión (vista#15) que incrementarán el costo de la electricidad, queremos esclarecer que, con o sin RER en un sistema de transmisión eléctrica siempre se producen en diferentes barras de la red eléctrica y en diferentes momentos y extensión de tiempo y, estos se producen cuando hay congestión en una línea eléctrica debido a que la demanda eléctrica supera su capacidad de transmisión, lo que se refleja en una elevación del costo marginal en la barra de congestión (que puede incluir también el ejercicio de poder de dominio de mercado (PM) en un mercado oligopólico como el mercado local); es decir, se internaliza automáticamente el efecto de la congestión, y es lo que se produce en un mercado real y lo tiene que respetar el operador (el COES)<sup>4</sup>; por lo que sí debe haber una planificación energética a MP y LP y, también en el subsector electricidad

---

<sup>3</sup> J.E. Luyo, *Política Energética y Descarbonización*, Foro Energético del Perú, Semana de la Ingeniería Nacional 2024, CIP, 10 junio 2024

<sup>4</sup> J.E. Luyo, *Efectos de la congestión de las redes de transmisión en la competencia en mercados eléctricos de producción hidrotérmica*, Pensamiento Crítico N.º 9, pp. 77-98, enero 2009, UNMSM.

una planificación coordinada de la expansión de la generación y transmisión eléctrica y, una eficiente planificación operativa a cargo del COES;

- lo anterior implica tomar en cuenta también, el rol complementario e importante que cumple la generación termoeléctrica a GN, como bien se reconoce en el Estudio (vista# 18);
- En el numeral 3, “Caso Perú ¿Existe evidencia de sustitución de GN por las fuentes RER?”; es de perogrullo que no, además de la variabilidad de las RER. Lo que si llama la atención las “simulaciones” realizadas para hacer “entrar” 15,20, 25 y 30% RER para el 2030 en la matriz eléctrica ya que, si consideramos una representación del mercado eléctrico acorde a escenarios reales, ésta simulaciones deben estar enmarcadas en función de las políticas energéticas para la expansión de tecnologías de generación consideradas; tal es el caso de las RER que aún tiene restricciones para entrar a competir en el mercado de electricidad mayorista y también el precio del GN para generación, y que la última subasta para el mercado de servicio público fue en el 2016, entre otros. Para una mejor ilustración existen trabajos relevantes<sup>5</sup>;
- Sobre las “Alternativas regulatorias”, consideramos que están orientadas a que el Regulador considere la elevación del Factor de Uso en las redes de distribución de GN; así como una remuneración a los generadores termoeléctricos por la “reserva de capacidad” (transporte de GN no consumido), así como el aumento del Factor de Referencia de Contratación. Que, nos parece que es uno de los principales objetivos del Estudio. Asuntos, que deberán tratar las empresas con el Regulador, pensando también en el consumidor final.

Debemos comentar que, el segmento de generación termoeléctrica a GN ha sido el mayor beneficiario del precio regulado (subsidio implícito) del gas de Camisea, beneficio que supuestamente se debía trasladar al consumidor final (principalmente al mercado de servicio público, mercado regulado), debido al defectuoso e inexplicable diseño por el Regulador de la determinación del precio en barra<sup>6</sup> y, respecto al transporte del GN para la generación fue un acuerdo “entre privados” que estuvo también en la controversia en los últimos años por la distorsión de los precios en el mercado de electricidad debido a la progresiva caída de los costos marginales en el mercado (real) operado por el COES (causada por el ejercicio de PM de oligopolio de generación declarando ficticiamente el precio del GN casi cero)<sup>7</sup> que tuvo que ser resuelta por la Corte suprema a favor la empresa privada de distribución demandante.

Lima, 16 de julio del 2024

---

<sup>5</sup> F. Jara, *Mercados transfronterizos de Electricidad. Impacto de las políticas unilaterales de suficiencia de oferta*, PhD Thesis, UNI, 2020.

<sup>6</sup> J.E. Luyo, *Distorsiones e Inequidad en el precio de la Electricidad en Perú: causas y posibles soluciones*, webinar del CDLima, CIP, 08 de set. 2022

<sup>7</sup> J.E. Luyo, *¿Por qué el mercado de electricidad peruano está al borde del colapso?*, CSDI Institute, 09 de nov. de 2020

## RESPUESTA a las interrogantes y dudas en la presentación “Transición energética en el Perú”

Dr. Jaime E. Luyo

En la presentación de “Transición energética en el Perú”, del 15 de julio, el economista Miguel Castilla hace las preguntas siguientes:

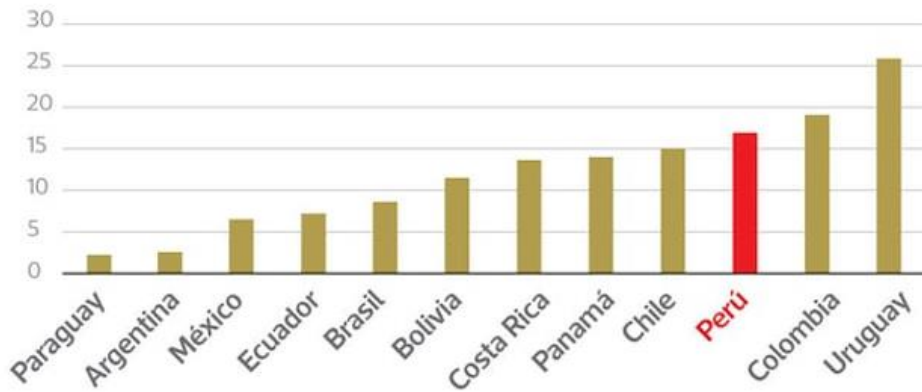
- **¿En el Perú, debe estar centrado el debate de reducción de emisiones en el sector eléctrico?**

Una pregunta de Perogrullo. En la misma presentación, previamente da a conocer que: “A diferencia de otras regiones del mundo, en Perú la **deforestación y la agricultura** son los principales **emisores de gases de efecto invernadero**”. La electricidad y calefacción solo representan **el 7%** del total de emisiones GEI.

Además, hace una digresión innecesaria, al hacer un estimado del costo del reemplazo (40%) de la capacidad de generación termoeléctrica a gas natural por fuentes energéticas RERNC al 2030 (que está “a la vuelta de la esquina”), que nadie que tuviera algún conocimiento básico de planeamiento energético ha propuesto. Lo que no puede o no quiere) percibir el economista, es que la demanda eléctrica continuará aumentando (y, que si se desbloquean proyectos mineros habrá además un salto cuántico en la demanda), y que su preocupación, según parece es: la posible pérdida de mercado de las termoeléctricas incumbentes por la posible mayor entrada de las RERNC con tecnologías más competitivas.

Considero que, no debía haber mayor preocupación de parte de las termoeléctricas y sus defensores, porque el objetivo de nuestra propuesta es que produzca mayor competencia y neutralidad tecnológica en el mercado de electricidad peruano, y esta competencia será principalmente “por el mercado” (es decir, por el aumento y nueva demanda eléctrica) ya que actualmente el mercado ya está cubierto por el oligopolio en el segmento de generación (que incluye la generación termoeléctrica a GN, con clientes cautivos). Además, la generación termoeléctrica a GN es un completo importante y necesario de la generación RERNC y, si tenemos empresarios y gerentes innovadores, seguramente se producirán asociaciones y negocios conjuntos entre ambas tecnologías de producción eléctrica. El objetivo debe ser el consumidor final, que debe tener precios de la electricidad asequibles y justos, a través de la competencia y la innovación empresarial. Más bien, la preocupación nuestra es que los 34 millones de consumidores residenciales y pequeños comercios e industrias tengan un los precios más altos de Latinoamérica, teniendo el 50% de producción eléctrica a GN con precio regulado (subsidio implícito) y los países vecinos que importan GN para generación eléctrica tienen precios menores desde hace más de 15 años, la causa de esta situación, que solo ha estado beneficiando a uno de los agentes del mercado eléctrico peruano se fundamenta en los comentarios previos al estudio de LQG-Gerens.

### Tarifas residenciales en Latinoamérica al 2023 (US\$/KWh)



Fuente : El Comercio, 01-07-2024

- **¿Hace sentido fomentar determinados tipos de tecnología?**

Resulta evidente que el deseo del MINAM (que ha ido bajando sus expectativas, que eran de más de 30% de RERNC) no se podrían cumplir, si se levantaran las actuales restricciones estimamos podría llegar al 15%.

En ningún país, la introducción y la participación de las RERNC ha sido por la espontaneidad del mercado sino las condiciones promotoras del Estado para mayores inversiones en las nuevas tecnologías.

- **¿Está orientada la Política energética a garantizar mayor competitividad y seguridad del suministro?**

Se confunde la política energética con la política en el subsector electricidad peruano. Ya se explicó que, en electricidad que las emisiones GEI no es un problema principal; más bien el trilema es: accesibilidad y equidad eléctrica, confiabilidad y seguridad eléctrica y, calidad de servicio y precio asequible.

- **¿Sirven los esfuerzos de tener suficiente potencia instalada sino tenemos cómo llegar al consumidor final?**

Pregunta retórica, propia de los entrevistadores (que se responden a sí mismos), porque la respuesta es obvia.

Pero se reconoce que no se han realizado inversiones en exploración de nuevas fuentes de GN; por eso hemos reiterado que las reservas de GN de Camisea se han ido agotando y solo alcanzarían para unos 16 años y...seguimos exportando en condiciones desfavorable, sin haber desarrollado una industria petroquímica a GN y la masificación de GN (Colombia es un referente, sus empresas estatales están haciendo la masificación GN en Perú) recién se ha iniciado hace un año. Temas que sí debe preocupar a los peruanos.

- **¿Cuál debe ser la Política energética del Perú al 2050?**

En el MINEM desde el 2023 se está actualizando y diseñando la nueva *Política energética del Perú al 2050* según se ha anunciado y, que entendemos que se presentará a fines de año para opinión de todos los agentes del sector energía, incluyendo a los empresarios o sus representantes calificados, administradores, abogados, economistas, ingenieros y opinólogos en tema de *planificación energética*.

- **¿Qué lecciones podemos aprender de la experiencia de los países de la región?**

En principio, todos los mercados de energía son diferentes por país; particularmente el mercado de electricidad es un referente de la complejidad (tiene un soporte físico que cubre países enteros: “es la máquina más compleja y grande que existe”). Es un error comparar el Norte minero de Chile con el SEIN.

En Chile, los problemas como la “curva del pato”(no son permanentes), esta se ha producido, entre otros, por deficiencia en el planeamiento eléctrico que debe considerar la expansión coordinada generación-transmisión; sobretodo porque tienen una transmisión eléctrica troncal prácticamente radial (por su geografía. Hace pocos años, se ha interconectado el SING minero con el Centro); mientras que en Perú el SEIN es una red mallada y se ha proyectado una mayor robustez hacia el largo plazo, considerando la interconexión con Ecuador para 2027 y más adelante con Chile y Bolivia. También, como en otros países, se han adoptado las nuevas tecnologías de almacenamiento y gestión de la energía.

Al terminar, el economista M. Castilla se pregunta:

**“Finalmente, si hablamos del sector eléctrico y de sus reformas, ¿hablamos de transición energética en realidad?”**

De su exposición previa, cree colegir que la respuesta “obvia”, es no. Pero, si adoptara una visión integral de la problemática, podrá ver que: la ELECTRIFICACIÓN está íntimamente vinculada a la transición energética<sup>8</sup>.

Lima, 16 de julio del 2024

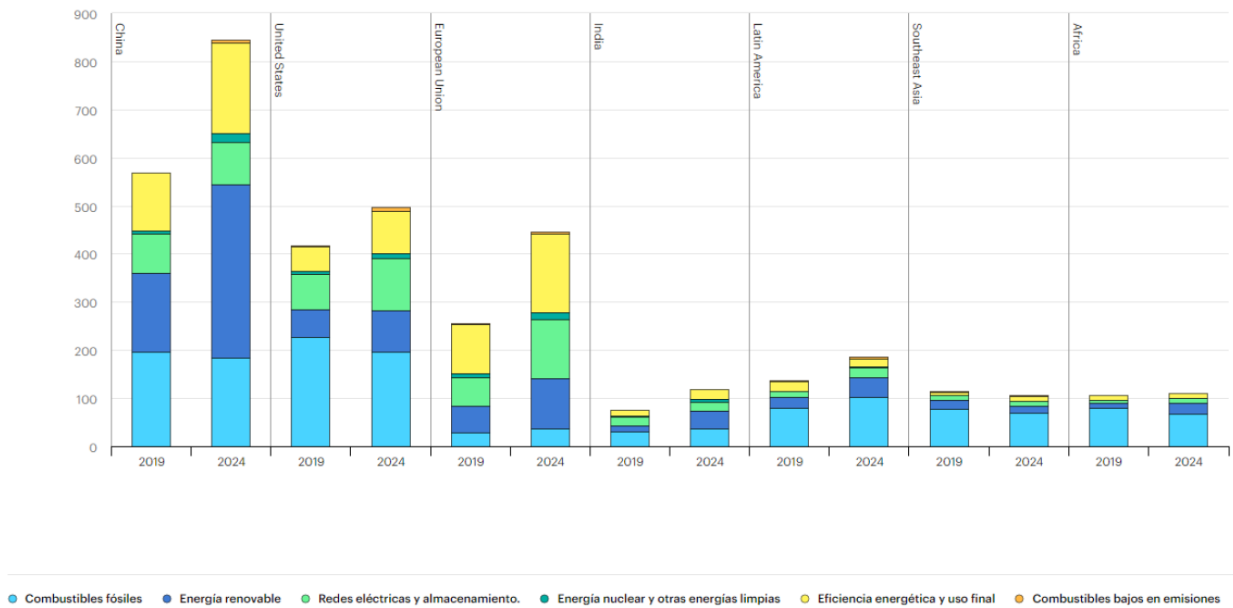
---

<sup>8</sup> J.E. Luyo, *Política Energética y Descarbonización*, Foro Energético del Perú, Semana de la Ingeniería Nacional 2024, CIP, 10 junio 2024

## ANEXO

**“El mundo invierte ahora casi el doble en energía limpia que en combustibles fósiles”: según IEA, 2024**

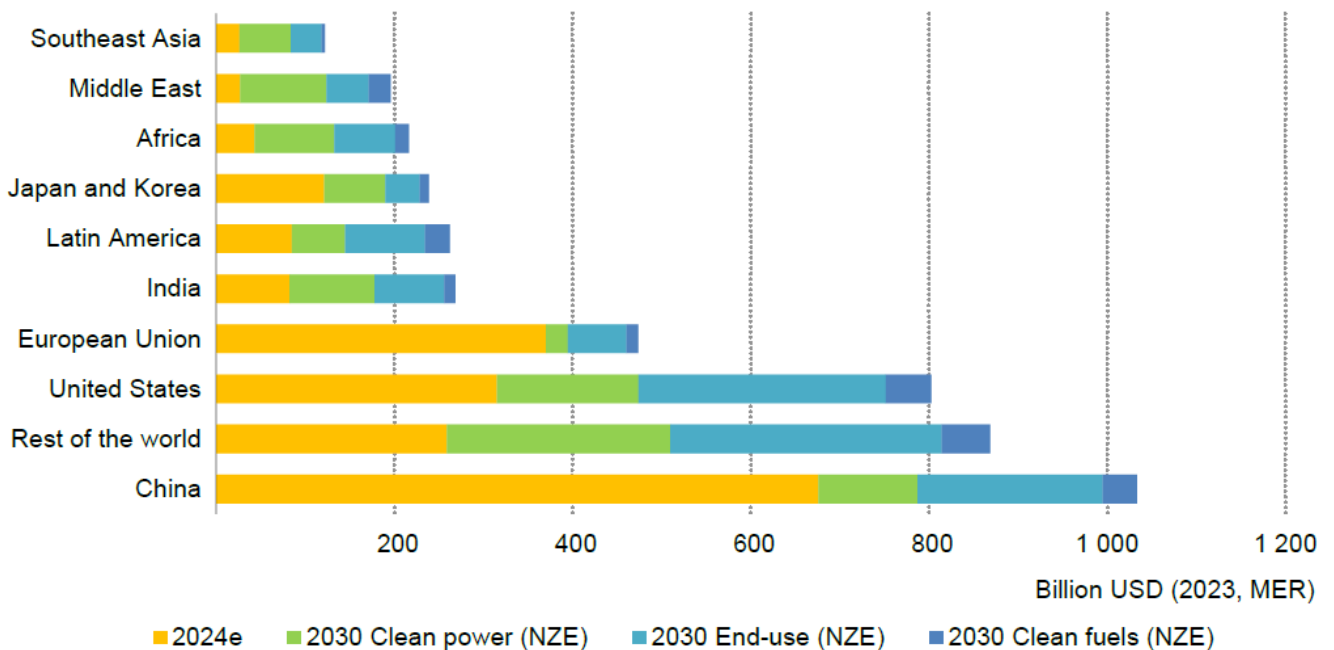
mil millones de dólares (2023, MER)



Source: IEA, may 2024

**Cumplir los objetivos de la COP28 requiere duplicar la inversión en energía limpia para 2030 en todo el mundo y cuadruplicarla en las economías de mercados emergentes y en desarrollo fuera de China.**

Investments in clean power, clean fuels, and end use, 2024e and 2030 in the NZE Scenario



IEA.

Note: NZE = Net Zero Emissions by 2050 Scenario. End use includes energy efficiency and electrification.

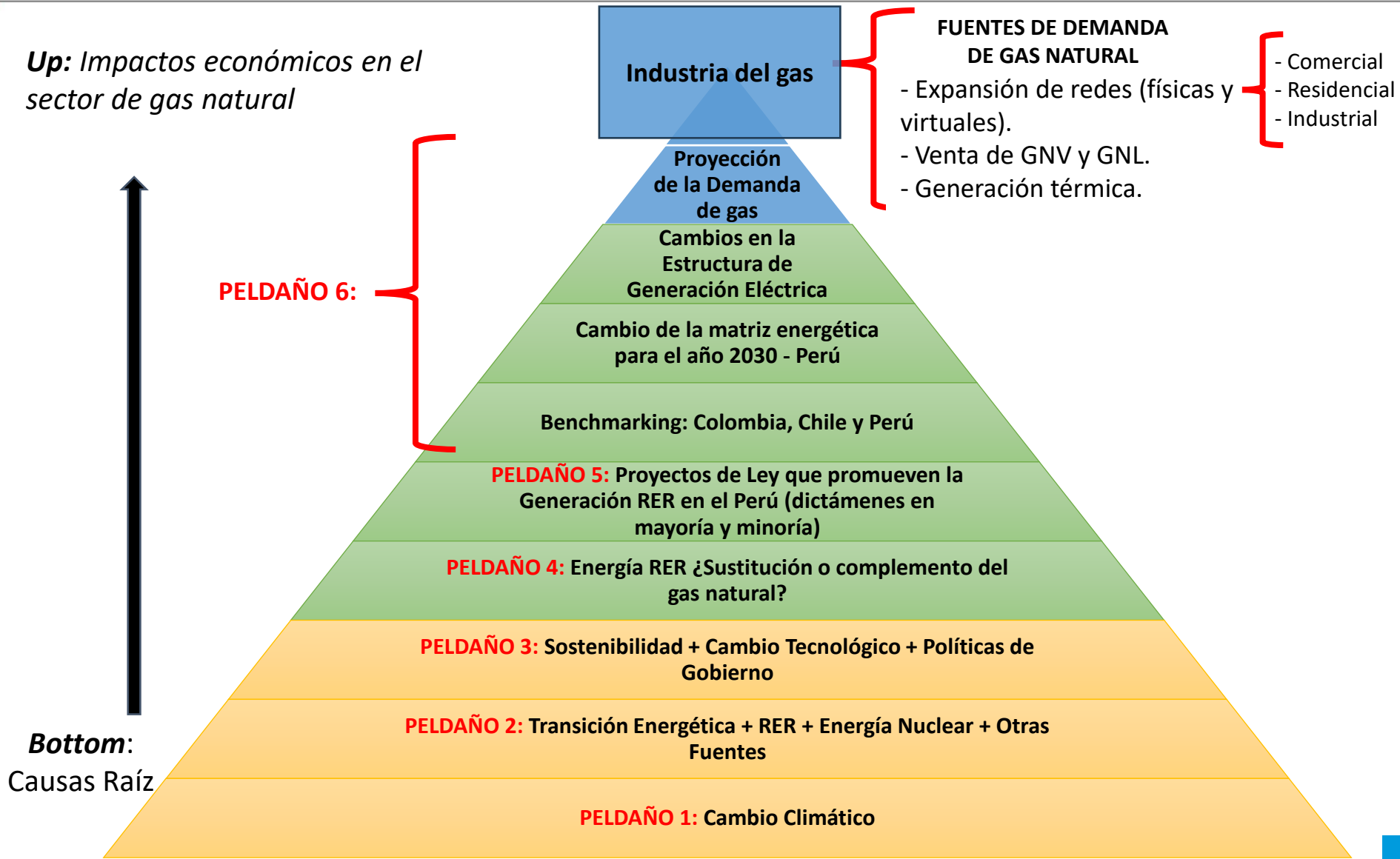
# EVALUACIÓN DE LOS IMPACTOS DE MEDIANO PLAZO DE LA INCORPORACIÓN DE LA GENERACIÓN RER EN EL MERCADO ELÉCTRICO PERUANO

## ALTERNATIVA REGULATORIA

Julio 2024



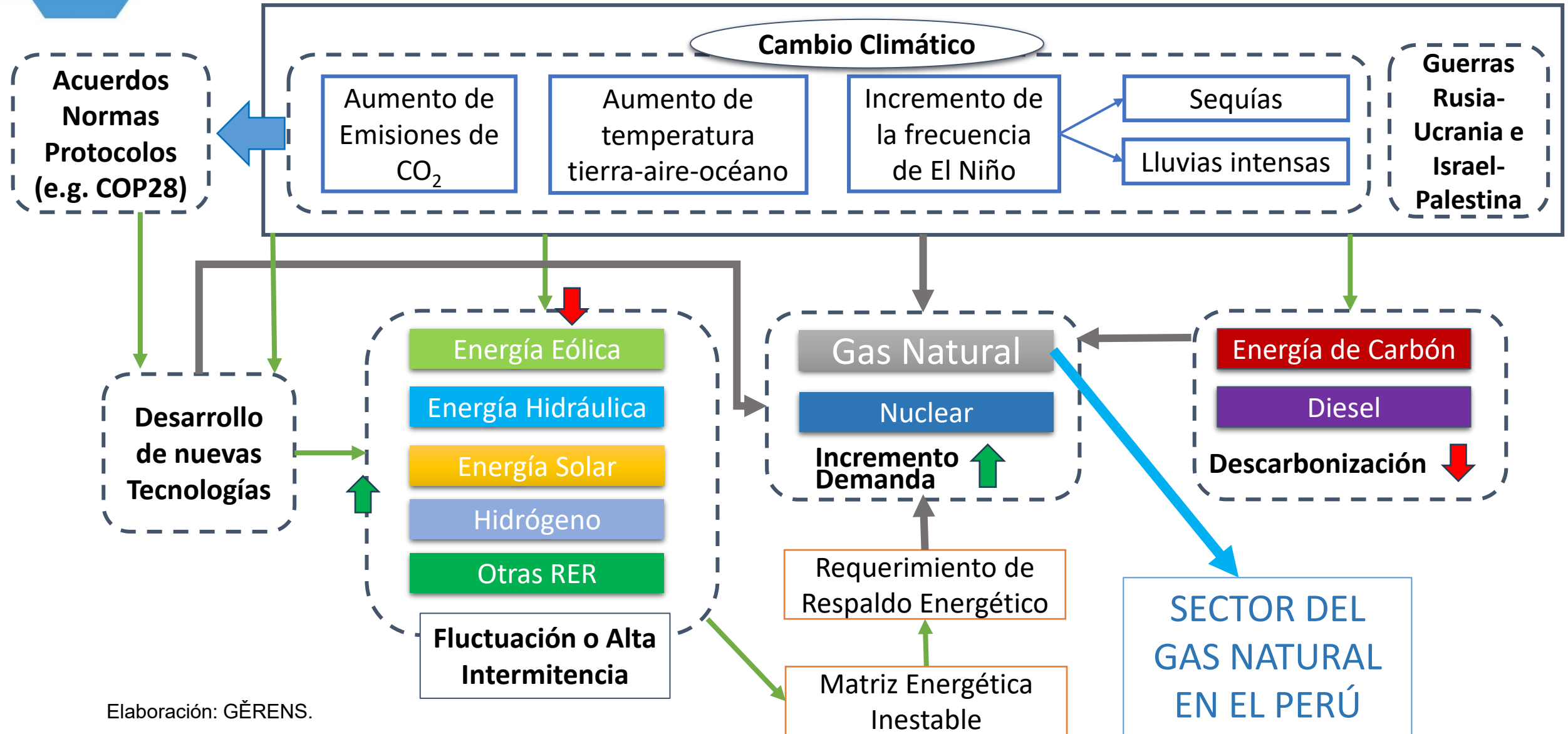
# METODOLOGÍA BOTTOM-UP DE CAUSA - EFECTO



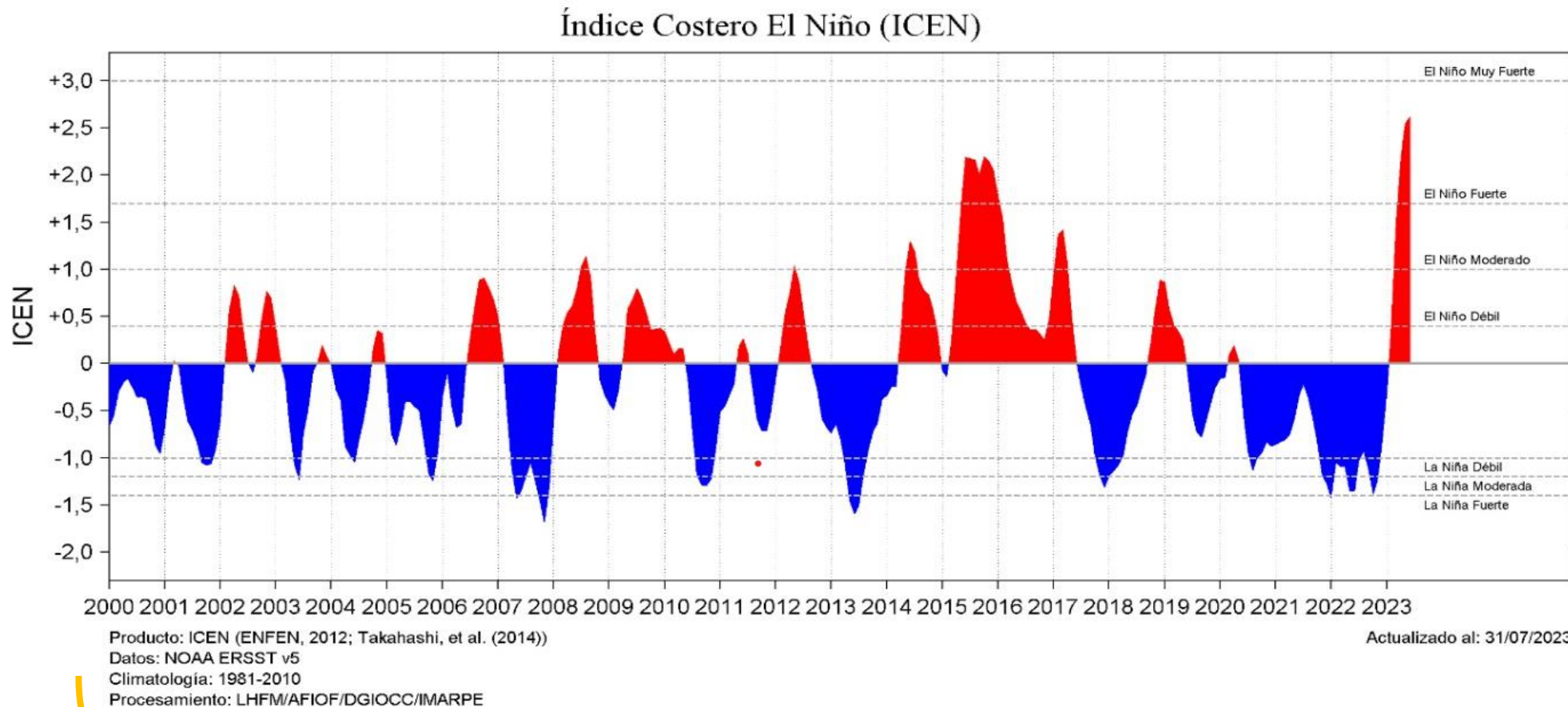
Elaboración: GĚRENS.

# 1. CAMBIO CLIMÁTICO, TRANSICIÓN ENERGÉTICA Y EL ROL DEL GAS NATURAL

# CAMBIO CLIMÁTICO – Efectos a nivel mundial



# CAMBIO CLIMÁTICO – ENSO en el Perú



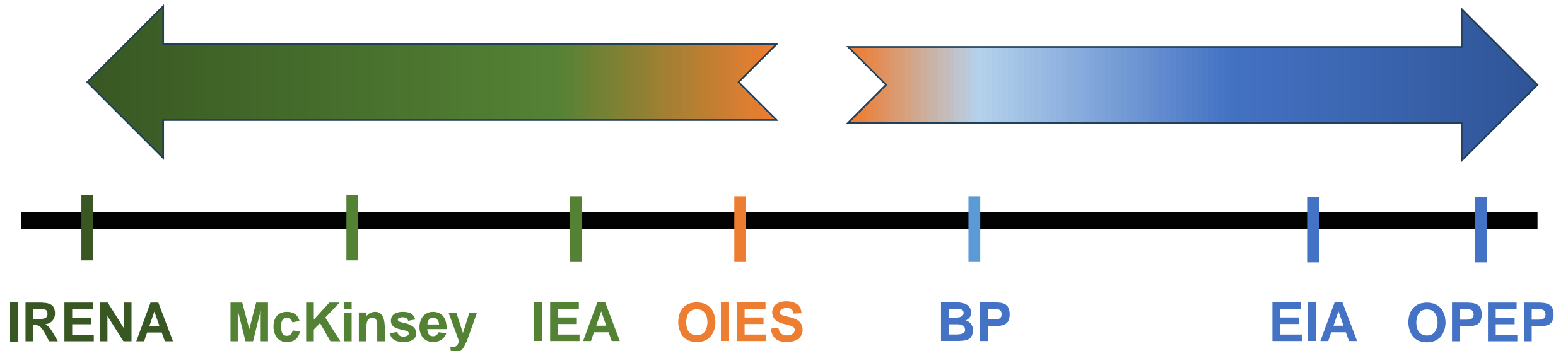
Antes del **2010** el fenómeno del niño ha sido **débil**. Luego, se observa que este fenómeno es más recurrente y se caracteriza por ser de mayor intensidad. Lo mismo ocurre con el Fenómeno de la Niña. Aparentemente, **la tendencia** muestra que hay una situación que **se agrava** con el pasar de los años debido al cambio climático.

Elaboración: GĚRENS.

# TRANSICIÓN ENERGÉTICA – Agencias Internacionales

+ RER

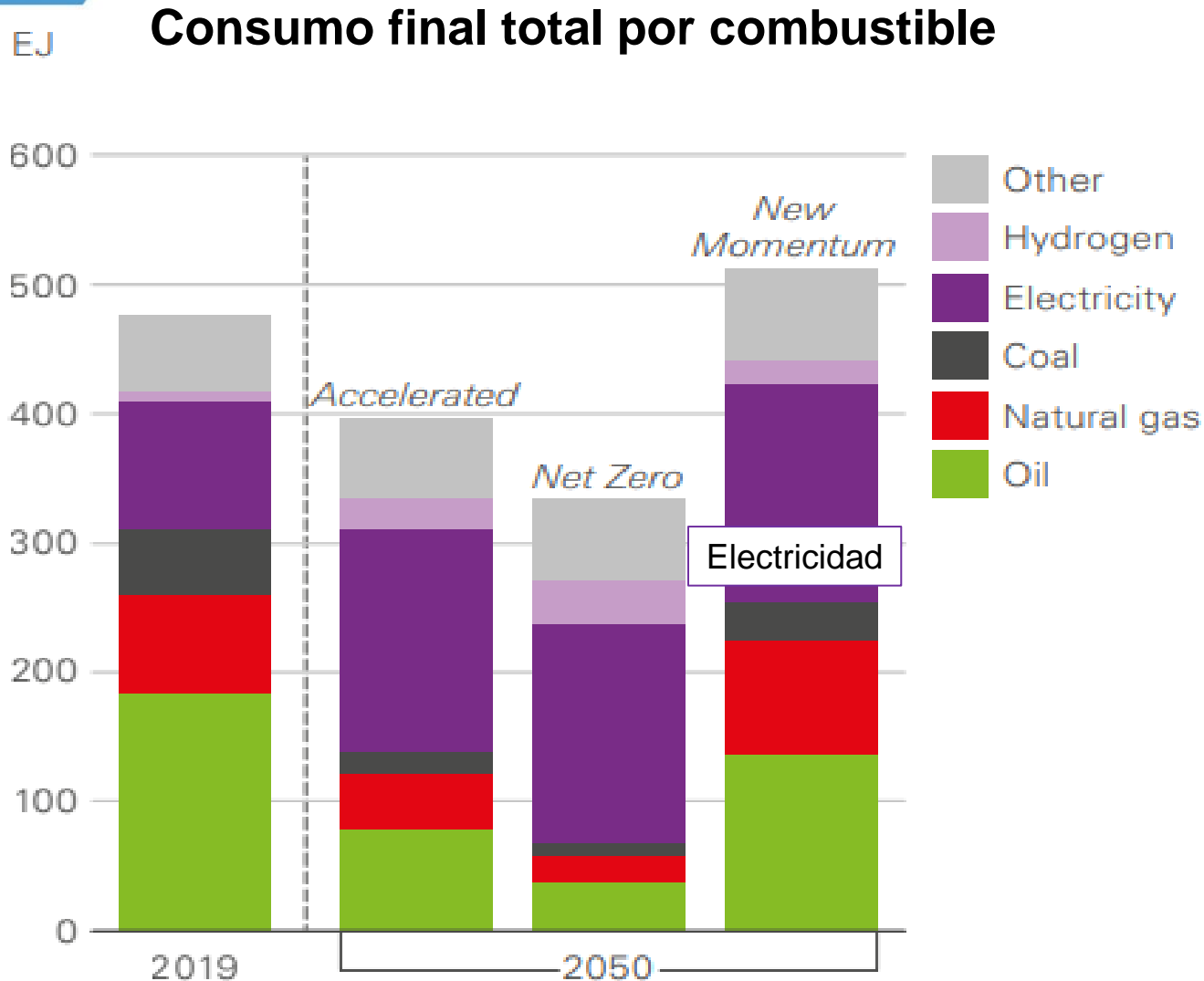
+ GAS NATURAL



Elaboración: GĚRENS.

**Nota:** El color verde significa que las proyecciones de la agencia internacional favorecen a fuentes RER. El color naranja significa que las proyecciones de las agencias internacionales son neutras entre las fuentes RER y el gas natural. El color azul significa que las proyecciones de las agencias internacionales favorecen al gas natural.

# TRANSICIÓN ENERGÉTICA – BP Energy Outlook 2023



Fuente: BP Energy Outlook 2023.

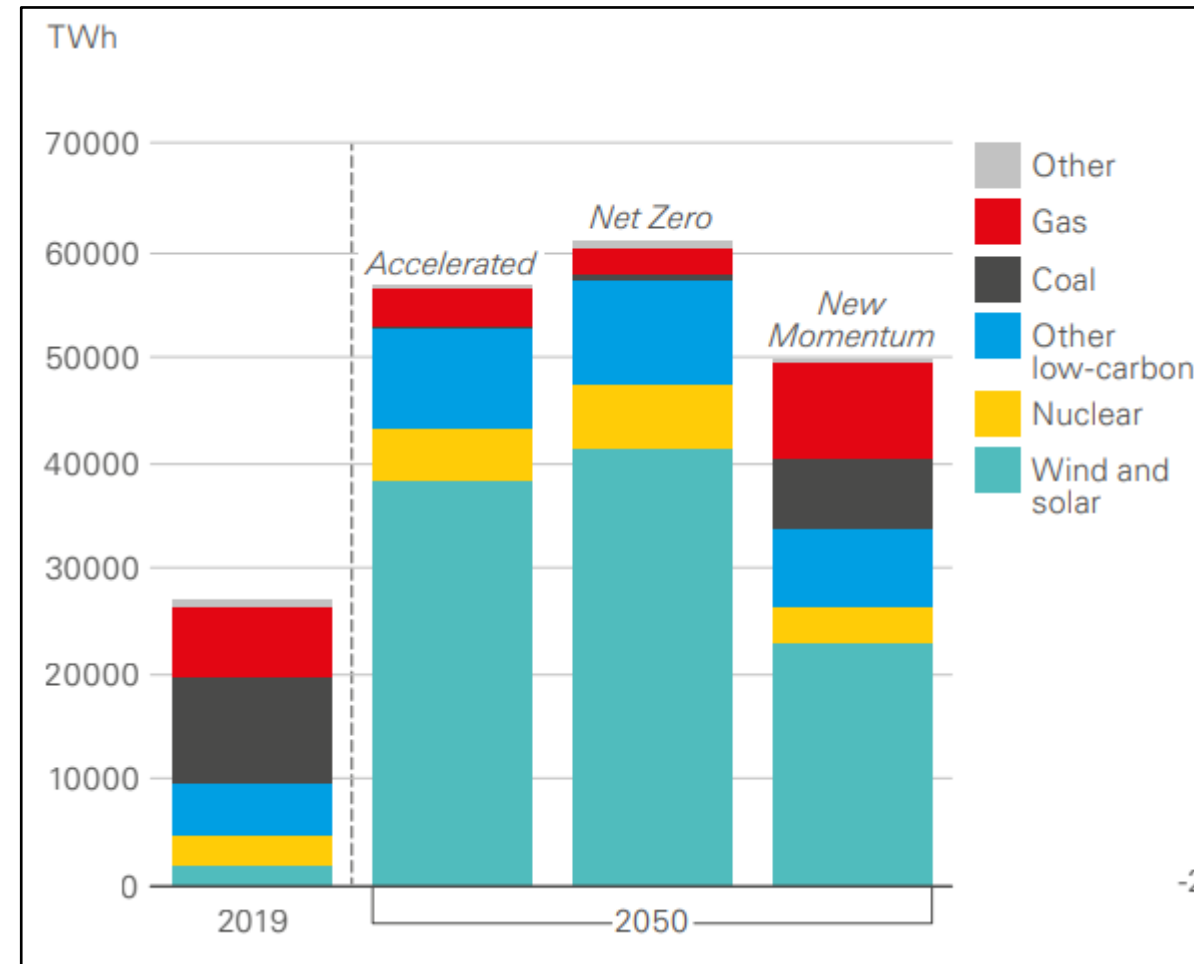
- BP analiza tres posibles escenarios al 2050:
  - Accelerated:** Se reducen las emisiones de carbono en 75% para 2050.
  - Net Zero:** Se reducen las emisiones de carbono en más 95% para 2050.
  - New Momentum:** Las emisiones mundiales en torno a 2050 se sitúan un 30% por debajo de los niveles de 2019.
- La interrupción de los suministros de energía globales y la escasez energética causada por la guerra entre Rusia y Ucrania tendrá efectos duraderos en la estructura de la matriz de consumo de energía mundial.
- El petróleo seguirá desempeñando un papel importante en el sistema energético global durante los próximos 15-20 años.

# TRANSICIÓN ENERGÉTICA – BP Energy Outlook (2023)

## Escenario New Momentum:

- La energía **eólica y solar** representarán alrededor del 47% del total de energía primaria utilizada para producir electricidad.
- La inversión en nueva capacidad **nuclear** se concentra en China. En la actualidad, dicho país cuenta con 55 unidades en operación y 19 reactores en construcción. A China le sigue India, con ocho reactores en construcción, así como Rusia y Turquía con cuatro cada uno y Corea del Sur con tres.
- El **carbón** representa poco más del 10% como fuente de generación eléctrica.
- El papel del **gas natural** en la generación eléctrica global es relativamente estable, dado su rol para respaldar la generación RER intermitente.

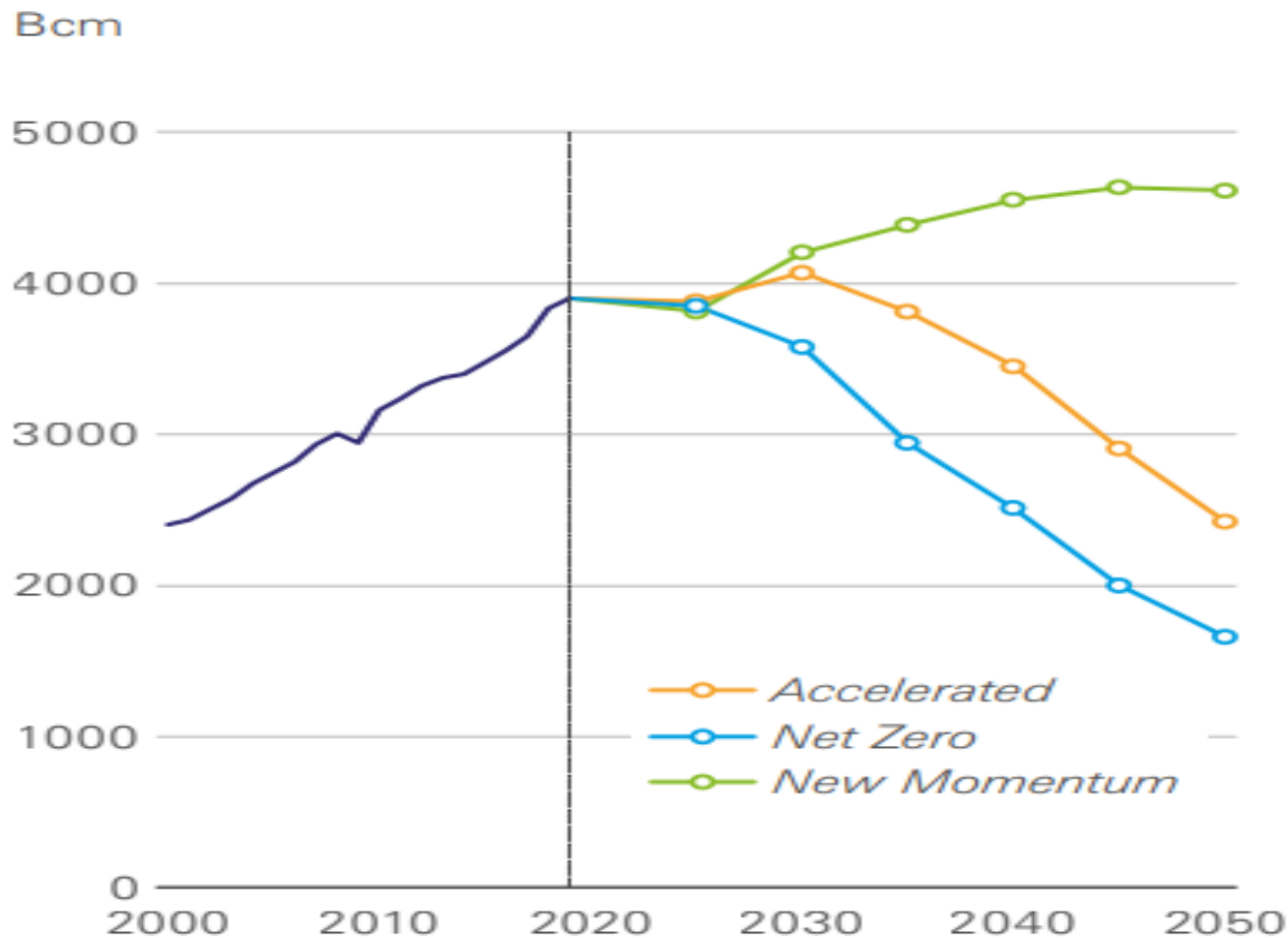
## Generación de Electricidad por Combustible



Fuente: BP Energy Outlook 2023.

# CAMBIO CLIMÁTICO – BP 2023: Rol del Gas Natural

Demanda de gas natural



Fuente: BP Energy Outlook 2023.

- ✓ El sistema energético global se **descarbonizará progresivamente** gracias a la introducción acelerada **de las tecnologías renovables** (como los generadores eólicos y solares).
- ✓ Sin embargo, se observa en el escenario *New Momentum* que **la demanda de gas natural aumenta para el año 2050**, como pivote para la transición energética.



# TRANSICIÓN ENERGÉTICA – BP Energy Outlook (2023)

## Posición de GĚRENS:

GĚRENS sostiene que, de los 3 escenarios evaluados por BP, hay una **ALTA probabilidad** de que se materialice el escenario ***New Momentum***.

En esta proyección, el **gas natural mantendría una cuota del 20%** en la matriz energética global hasta el año 2050, impulsado por sus bajas emisiones de CO<sub>2</sub>, en comparación con los otros combustibles fósiles, y su capacidad de complementar a las fuentes RER en periodos de alta intermitencia. Además, el gas natural será el principal sustituto del carbón y el petróleo, por lo que se convierte en el principal ganador de la transición energética. Asimismo, se anticipa un crecimiento moderado de las energías renovables, alcanzando un 47% de participación en el mix energético para el año 2050.

### *Escenario New Momentum*

Ganadores	Neutral	Perdedores
1. Gas natural 2. Otras fuentes bajas en emisiones de carbono (e.g., nuclear)	1. Petróleo 2. Energías Renovables (eólica y solar)	1. Carbón

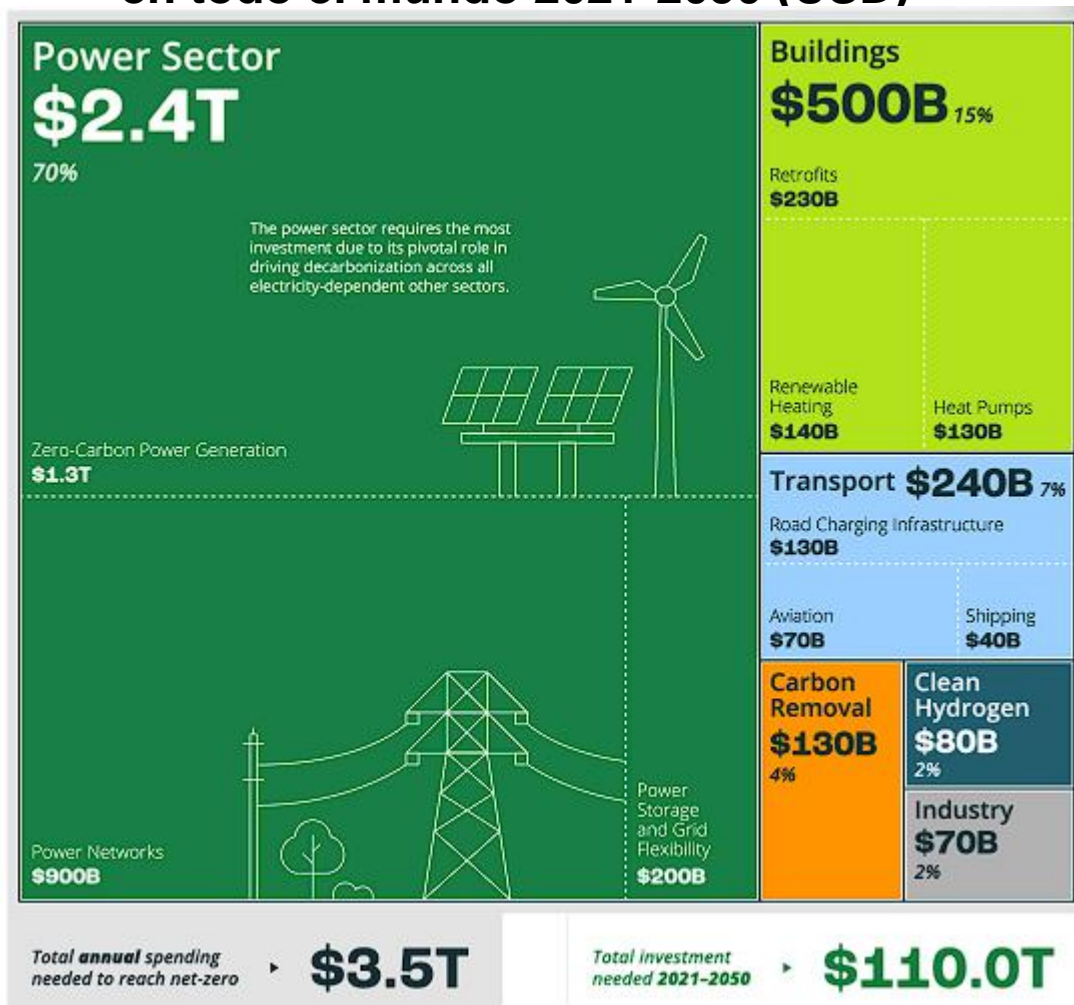
## 2. ¿LAS FUENTES RER SERÁN SOSTENIBLES EN EL CORTO PLAZO?

# RESTRICCIONES PARA LAS FUENTES RER

- Si bien se vislumbra un impulso hacia la integración de fuentes de energía renovable en el mercado energético para el año 2050, es importante reconocer la presencia de:
  - **Costos asociados a la transición energética hacia fuentes RER,**
  - **Costos vinculados al fortalecimiento de las infraestructuras de almacenamiento, transmisión y distribución eléctrica.**
- Estos costos usualmente se les conoce como los **costos sombra de la energía renovable no convencional**. Dichos costos sombra deberán trasladarse necesariamente a las tarifas eléctricas para los usuarios.
- Considerando el contexto geopolítico actual, estos costos podrían emerger como restricciones para alcanzar una transición energética rápida.

# RESTRICCIONES PARA LAS FUENTES RER

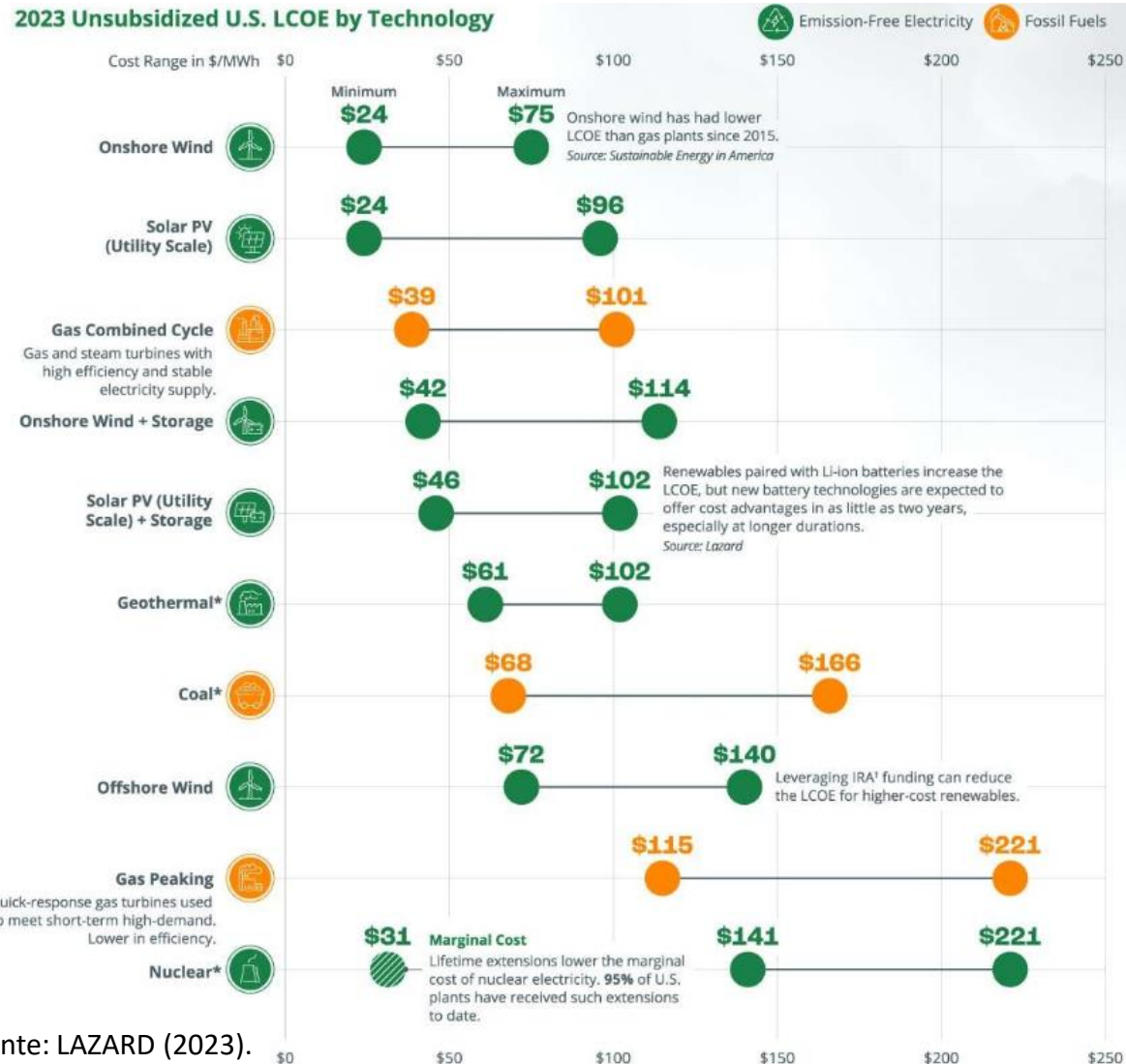
## Inversión de capital anual promedio necesaria en todo el mundo 2021-2050 (USD)



- ❑ La comisión de transiciones energéticas estima que lograr el objetivo de cero emisiones netas costará **110 billones de dólares en inversiones de capital global entre 2021 y 2050**, con un promedio de **3.5 billones de dólares anuales**.
- ❑ El sector energético requiere la mayor inversión debido a su papel fundamental a la hora de impulsar la descarbonización en todos los demás sectores que dependen de la electricidad. La inversión anual necesaria es de **2.4 billones de dólares**.
- ❑ Menos de la mitad se está invirtiendo o se pretende invertir en transmisión (**1.1 billones de dólares**).
- ❑ Las guerras retrasan la inversión en fuentes RER.

# CAMBIO TECNOLÓGICO – LCOE. Perspectiva Mundial

## Costo Nivelado de la Electricidad (LCOE) – LAZARD



Fuente: LAZARD (2023).

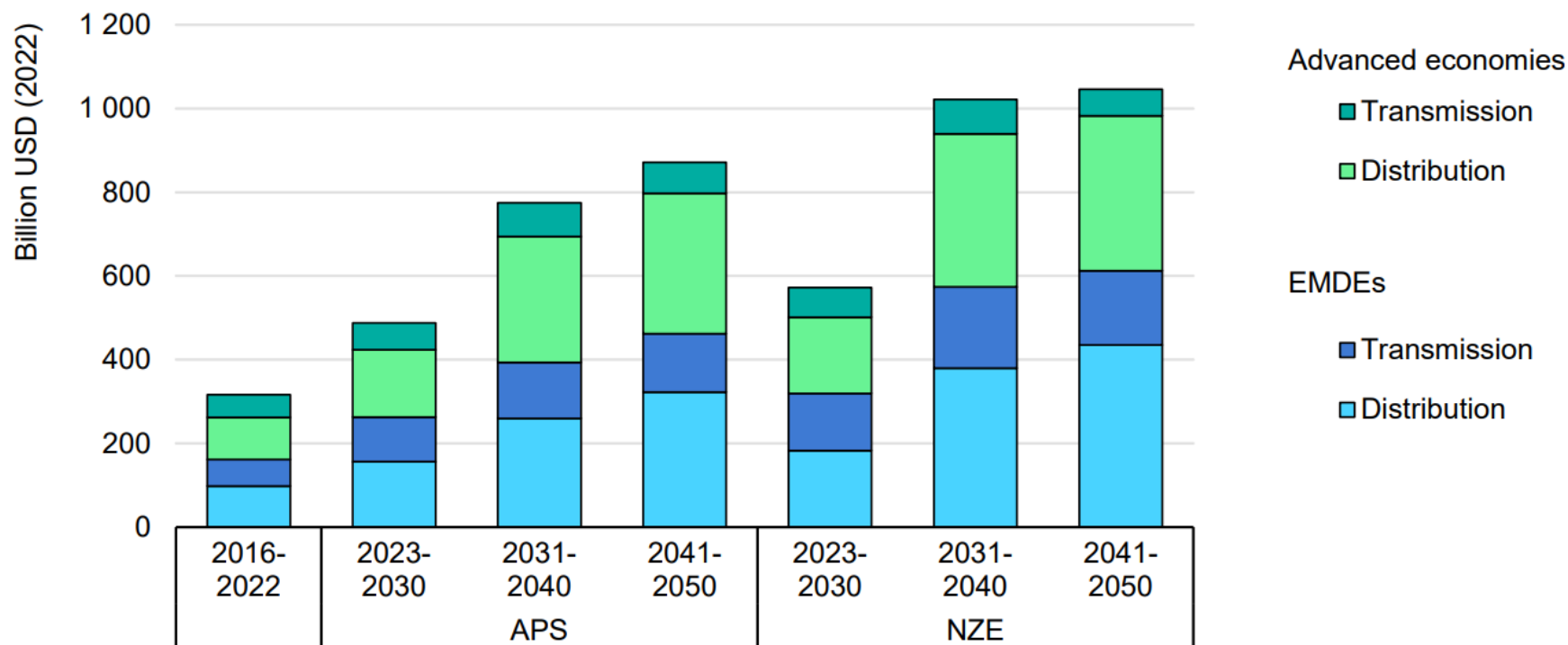
Existe una importante variabilidad en los costos de la generación RER con y sin almacenamiento (con baterías).

Los costos de las centrales de ciclo combinado de gas natural en este contexto se han tornado **competitivos** en comparación con la generación RER debido a los problemas asociados a las restricciones de materiales críticos y otros insumos para la producción de equipos renovables, así como el incremento de los costos de transmisión.

Fuente: GĚRENS.

# RESTRICCIONES PARA LAS FUENTES RER

## Inversión anual promedio en transmisión 2016-2050



Fuente: IEA (2023).

Note: EMDEs = Emerging Market and Developing Economies.

El mundo tiene que agregar o reemplazar **49.7 millones de kilómetros de red** (Esa cantidad es aproximadamente equivalente al número total de kilómetros de red eléctrica que existe actualmente en el mundo).

**El aumento de los costos sombra asociados a las restricciones de transmisión incrementarán el costo de la electricidad RER.**

La expansión de la red eléctrica pondrá a prueba las cadenas de suministro. La **demanda de cobre** de las redes alcanzará los **13 millones de toneladas en 2030**, frente a los **5 millones de toneladas actuales**, y luego seguirá creciendo hasta los **23 millones de toneladas en 2050**.

# RESTRICCIONES PARA LAS FUENTES RER, CASOS (1)

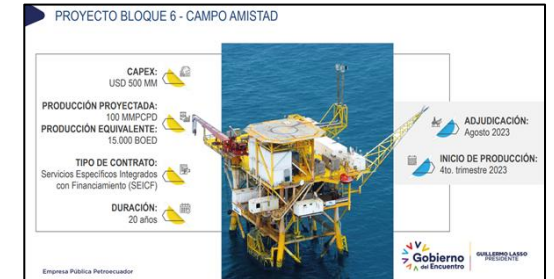
## CASO BRASIL



- ✓ En octubre de 2023, la central de San Antonio, la cuarta mayor hidroeléctrica de Brasil con 3,568 MW, suspende operaciones debido a una grave sequía en la Amazonía y al bajo caudal del río Madeira.
- ✓ La sequía histórica, pronosticada hasta enero y agravada por El Niño, afecta la navegación fluvial, pesca, agricultura, equilibrio ambiental y suministro de agua, alimentos y combustibles en varios municipios.

Fuente: Expreso (2023).

## CASO ECUADOR



- ✓ La sequía, atribuida al Fenómeno del Niño, ha reducido drásticamente el nivel de los ríos, afectando las hidroeléctricas.
- ✓ Desde el 27 de octubre de 2023 hasta la fecha, Ecuador experimenta apagones anunciados por el Gobierno como medida de racionamiento eléctrico debido a la histórica sequía en la Amazonía.

Fuente: Reuters (2023).

# RESTRICCIONES PARA LAS FUENTES RER, CASOS (2)

## CASO ECUADOR

### Hasta 13 horas de cortes de electricidad en Ecuador por grave sequía

Ecuador experimenta cortes de electricidad de hasta 13 horas, una medida provocada por **la reducción de la energía renovable hidroeléctrica generada debido a la sequía** y que llevó al Gobierno a pedir, sin mucho éxito, que se suspendieran las jornadas laborales.

El **caudal en la principal central hidroeléctrica**, Coca Codo Sinclair, ubicada en el norte amazónico, y con una capacidad de generación de 1,500 MW de potencia, equivalente al 30% de la demanda nacional, se encuentra actualmente en un nivel que representa el **60% del promedio histórico**.

Fuente: ámbito (2024).

**Vuelven los cortes de energía en Ecuador y producen molestia ciudadana**

Ecuador inicia racionamientos de electricidad; Noboa destituye a ministra de Energía

A **finales del año pasado e inicios de 2024**, Ecuador registró una serie de racionamientos eléctricos en todo el país de entre dos y tres horas diarias como respuesta a la falta de producción de energía ante la demanda nacional debido a una sequía que afectó a las plantas de generación hidroeléctrica.

Fuente: VOA (2024).



# ¿ES EL GAS NATURAL SUSTITUTO O COMPLEMENTO DE LA GENERACIÓN RER?

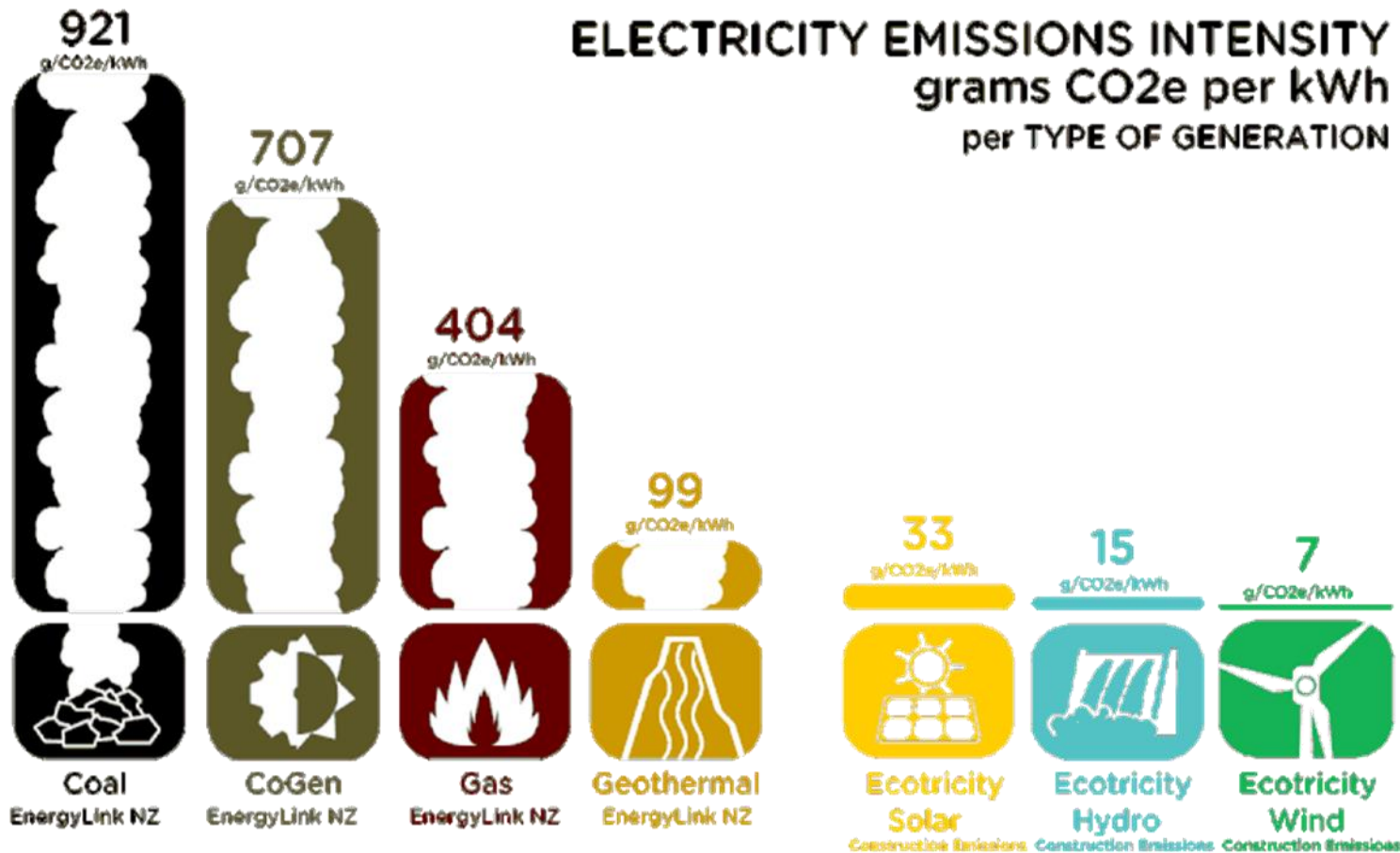
Fuente	Características	Tipo de Relación con el GN
Nuclear	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Fuente de base, estable en su producción</li> <li>- Costo por MWh: \$141-\$221</li> <li>- Periodo de construcción: 10 años</li> </ul>	<b>Complementarios</b>
Eólica	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Fuente de base, altamente intermitente en su producción</li> <li>- Costo por MWh: offshore (\$72-\$140) y onshore (\$24-\$75)</li> <li>- Periodo de construcción: 2 años</li> </ul>	<b>Complementarios</b>
Solar	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Fuente de base, altamente intermitente en su producción</li> <li>- Costo por MWh: \$24 y \$96</li> <li>- Periodo de construcción: 11 meses a 2 años</li> </ul>	<b>Complementarios</b>
Hidroeléctrica	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Fuente de base, depende de la estacionalidad del clima</li> <li>- Costo por MWh: \$50</li> <li>- Periodo de construcción: 5 a 10 años</li> </ul>	<b>Complementarios</b>
Carbón y Diésel	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Fuentes de punta, altamente contaminantes</li> <li>- Costo por MWh: \$68 y \$166</li> <li>- Periodo de construcción: 2 a 5 años</li> </ul>	<b>Sustitutos</b>

- ✓ En un mundo afectado por eventos climáticos más frecuentes, el gas natural se consolida como una fuente de complemento esencial.
- ✓ **Su competitividad en costos, su estabilidad y flexibilidad de producción, y sus bajas emisiones GEI, harán que el gas natural se posicione en la matriz energética hasta principios de la década del 2040.** Este contexto favorecerá el entorno competitivo del sector de gas natural en el mercado peruano.

Elaboración: GĚRENS.

### **3. Caso Perú - ¿Existe evidencia de sustitución de gas natural por las fuentes RER?**

# CAMBIO CLIMÁTICO – Emisiones de CO<sub>2</sub> de los tipos de generación eléctrica



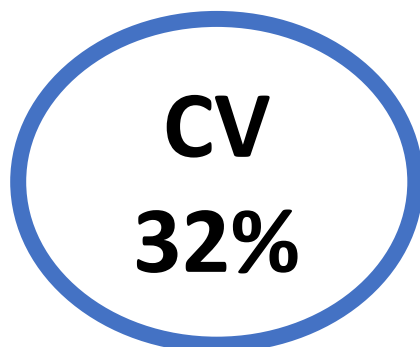
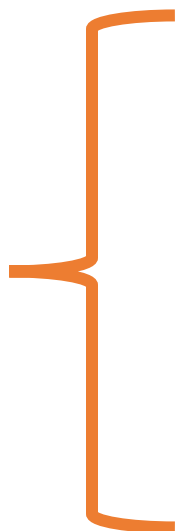
- De las energías renovables se dice que siempre emiten CO<sub>2</sub> porque la minería para extraer los materiales requeridos produce emisiones. Ninguna energía es limpia al 100%.
- Lo que permite ver si una tecnología reduce emisiones respecto a otra es evaluar y comparar su **INTENSIDAD DE CARBONO**. Esta se halla calculando las emisiones de CO<sub>2</sub> que genera cada etapa de su producción (minería de materias primas, construcción, transporte, instalación, operación, mantenimiento, desmantelamiento y disposición al final del ciclo de vida). Estas emisiones totales se dividen por todos los kWh que genera la central durante su vida útil.
- La energía nuclear es la fuente con menor intensidad de carbono de todas (< 5 gCO<sub>2</sub>e/kWh).
- **El gas natural es la tecnología que emite menos CO<sub>2</sub> de los combustibles fósiles. Si una central de CC emitiera menos de 270 gr/CO<sub>2</sub>/kWh sería catalogado como verde por la taxonomía de la Unión Europea.**

Fuente y elaboración: Ecotricity NZ.

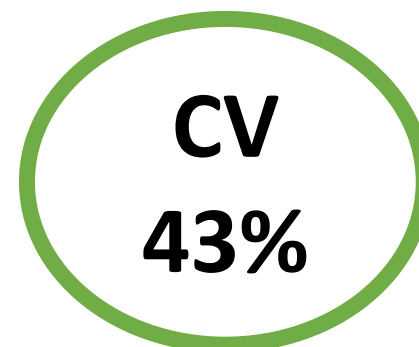
# PERÚ – Viabilidad de las RER

- La intermitencia en la producción de recursos energéticos se evidencia en la distribución de su contribución a la generación de energía. Para evaluar esta variabilidad, se recurre al **coeficiente de variación** (CV), una métrica que ofrece información crucial sobre la dispersión relativa ( $S_X$ ) de un conjunto de datos en relación con su media ( $\bar{X}$ ). Un coeficiente de variación elevado indica una alta variabilidad en la producción de las fuentes de energía.

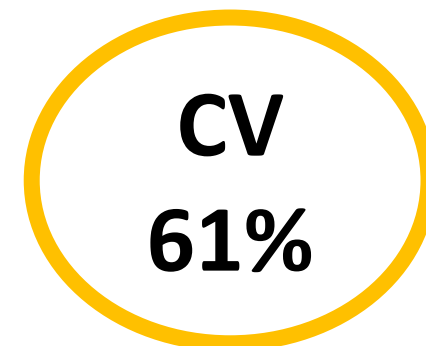
$$CV_x = \frac{S_X}{\bar{X}}$$



ENERGÍA HÍDRICA



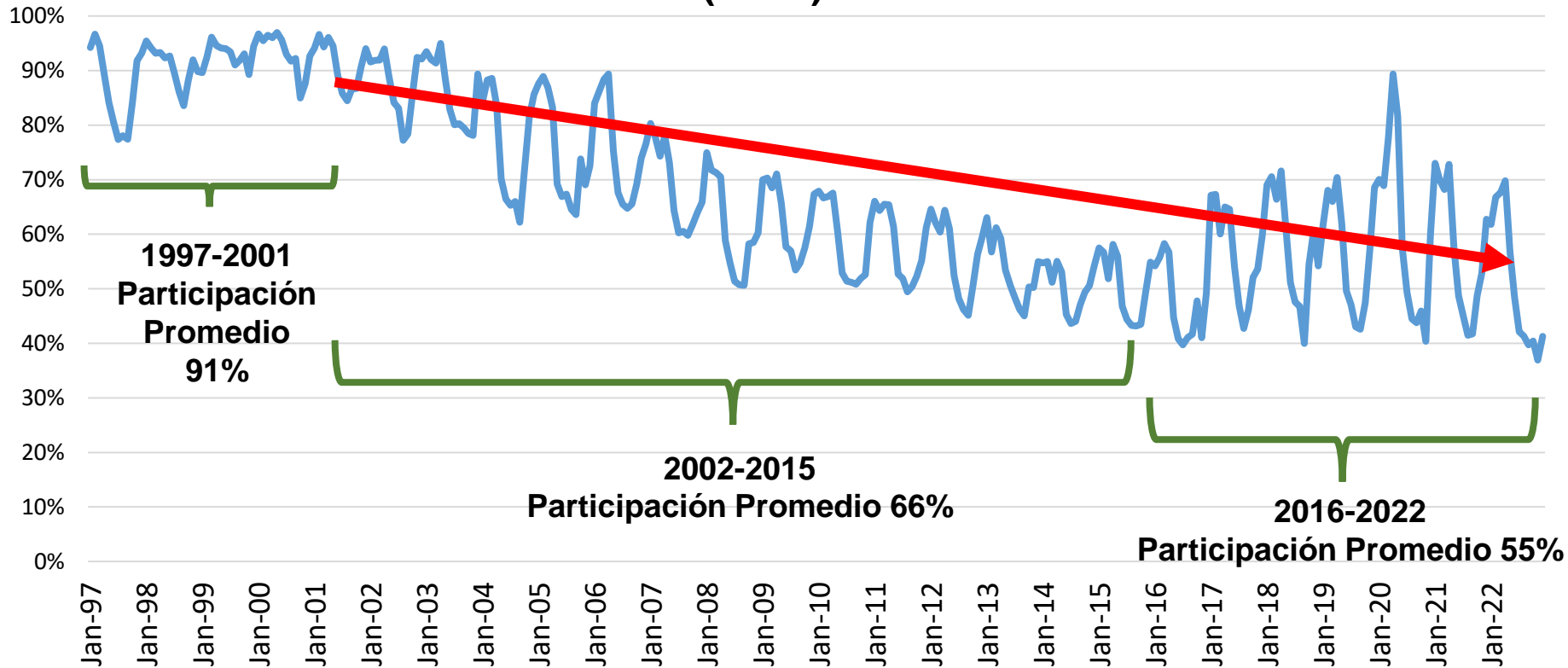
ENERGÍA EÓLICA



ENERGÍA SOLAR

# PERÚ – Viabilidad de las RER

## Participación de los recursos hídricos en la producción de energía (GWh)



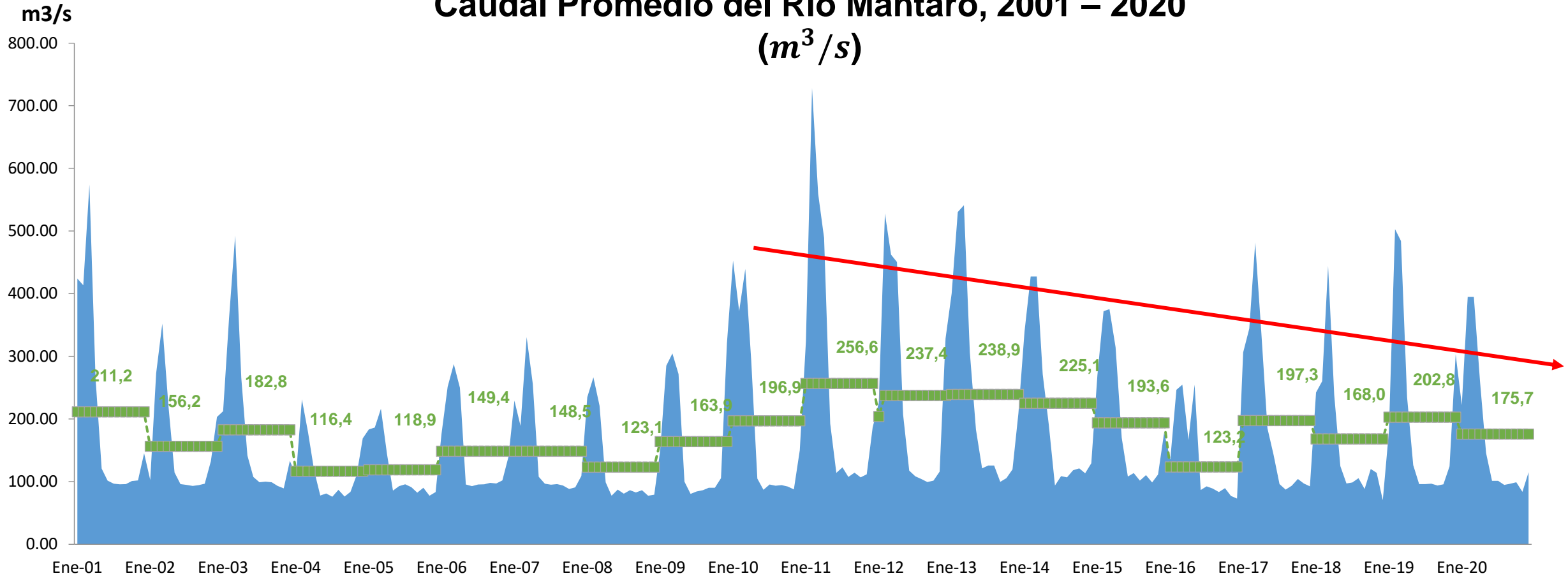
CV  
32%

Fuente: COES. Elaboración: GĒRENS.

Existe **intermitencia en la participación** de la producción hídrica, debido a que esta **depende del nivel de caudal de los ríos**. Generalmente los mayores niveles de producción se dan a finales y principios de año. Existe una **tendencia decreciente** en la participación de este recurso de inicios de los 2000.

# PERÚ – Viabilidad de las RER

## Caudal Promedio del Rio Mantaro, 2001 – 2020 (m<sup>3</sup>/s)

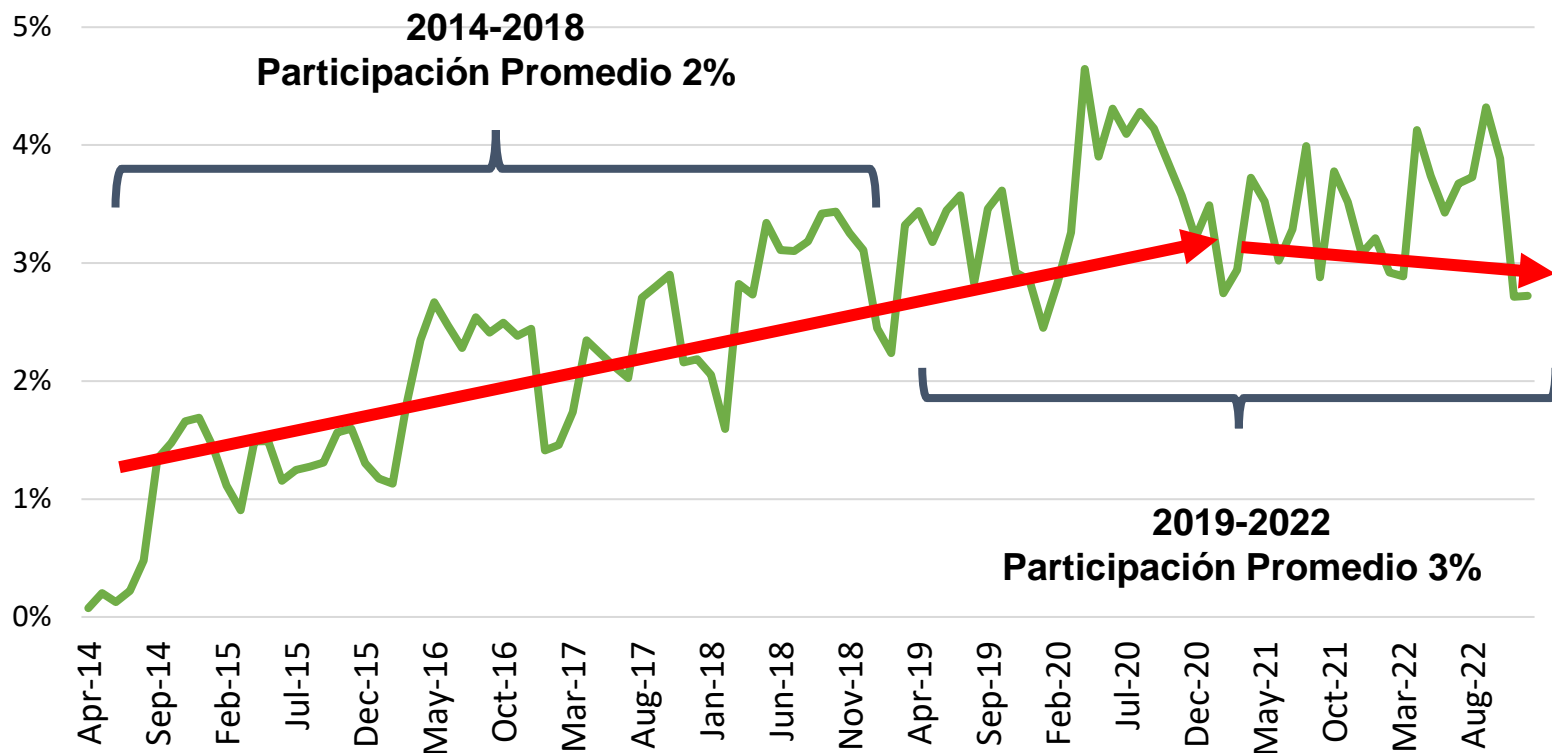


Fuente: COES. Elaboración: GĚRENS.

**La variabilidad significativa y el nivel decreciente en el caudal de los ríos tiene un impacto considerable en la producción de energía.**

# PERÚ – Viabilidad de las RER

## Participación de la **energía eólica** en la producción de energía (GWh)



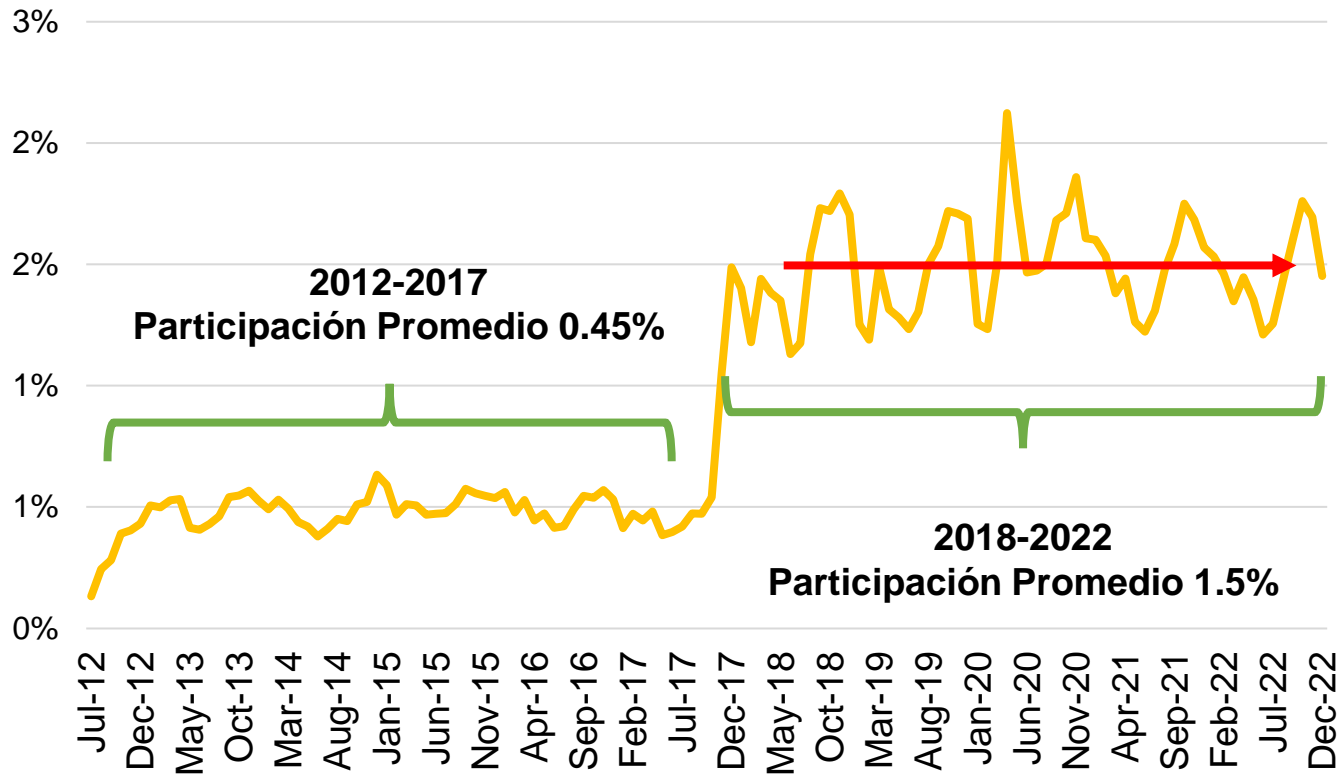
Fuente: COES. Elaboración: GĚRENS.

La participación de este recurso ha sido **creciente** desde su introducción en el Perú. No obstante, al igual que el recurso hídrico, se ve una **fluctuación constante** a lo largo de la serie. La participación **no llega al 5%** y se ve una ligera caída a partir de finales del 2022.

CV  
43%

# PERÚ – Viabilidad de las RER

## Participación de la **energía solar** en la producción de energía (GWh)



Fuente: COES. Elaboración: GĚRENS.

La participación de este recurso en la producción eléctrica ha mostrado una **tendencia constante** en los últimos años, debido a que no se ha desarrollado más capacidad instalada. Sin embargo, **existe intermitencia** que **no llega a superar el 2%** del total en el 2022.

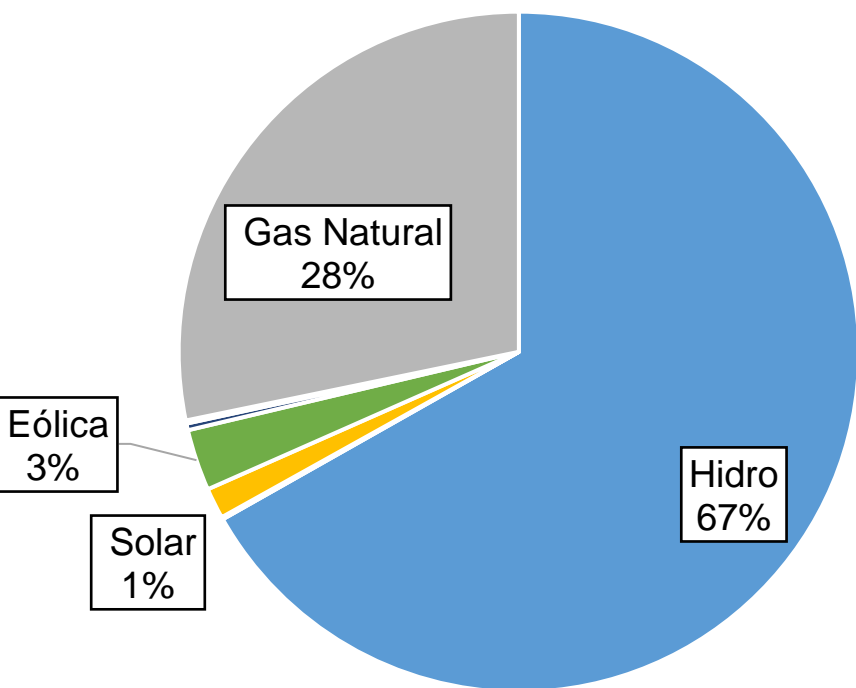
**CV**  
**61%**



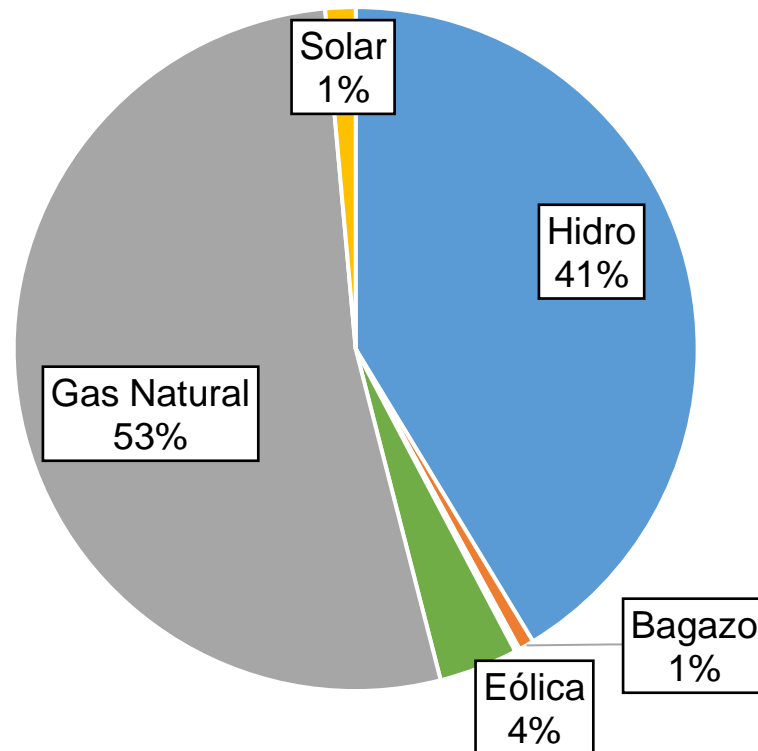
# PERÚ – Matriz energética del sector eléctrico año 2022

## Composición de las fuentes primarias de la Matriz Energética del Sector Eléctrico 2022

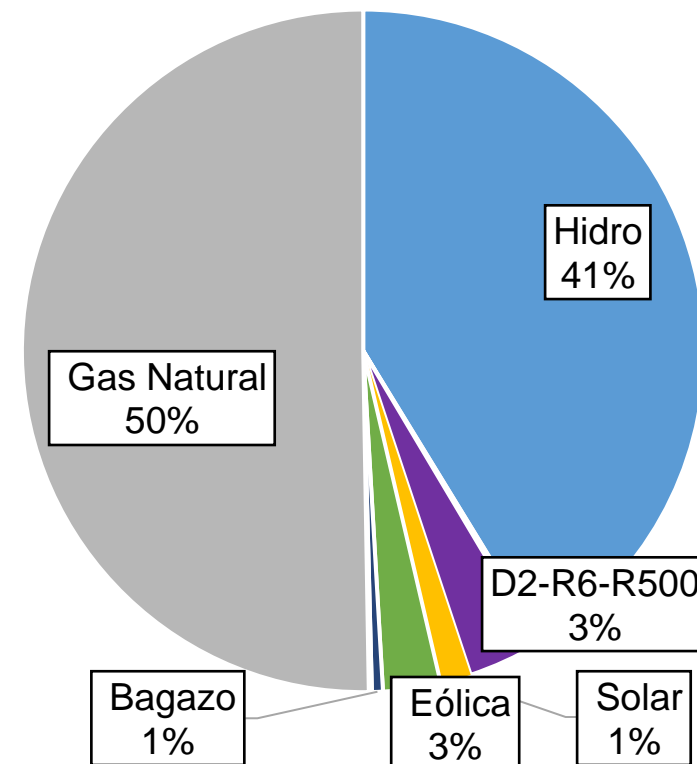
Febrero 2022  
(Época de Avenida)



Agosto 2022  
(Época de Estiaje)



Diciembre 2022  
(Prolongación del Estiaje)



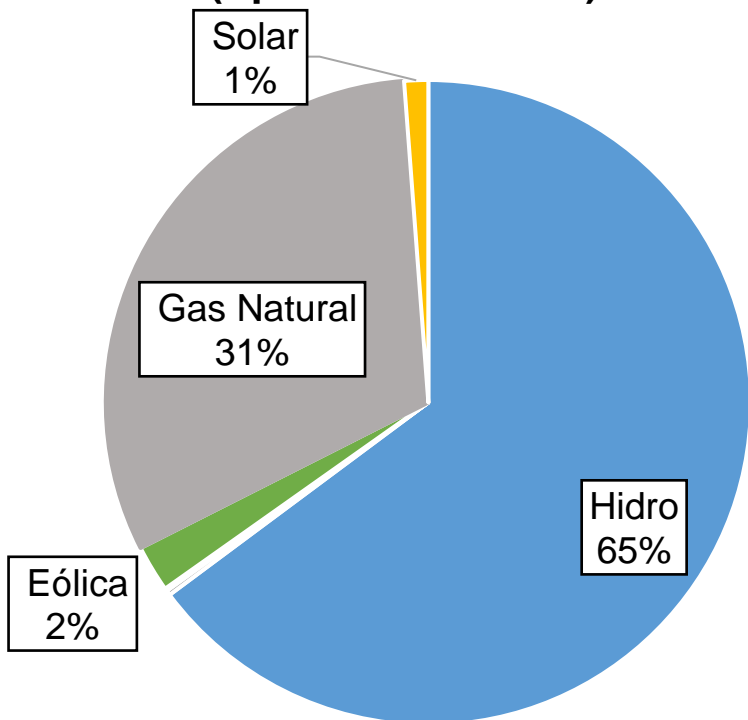
Fuente: COES. Elaboración: GĚRENS.

En el año 2022, la generación a gas natural alcanzó el récord de 53% de participación debido a la ocurrencia de fenómenos climáticos que extendieron la época de estiaje.

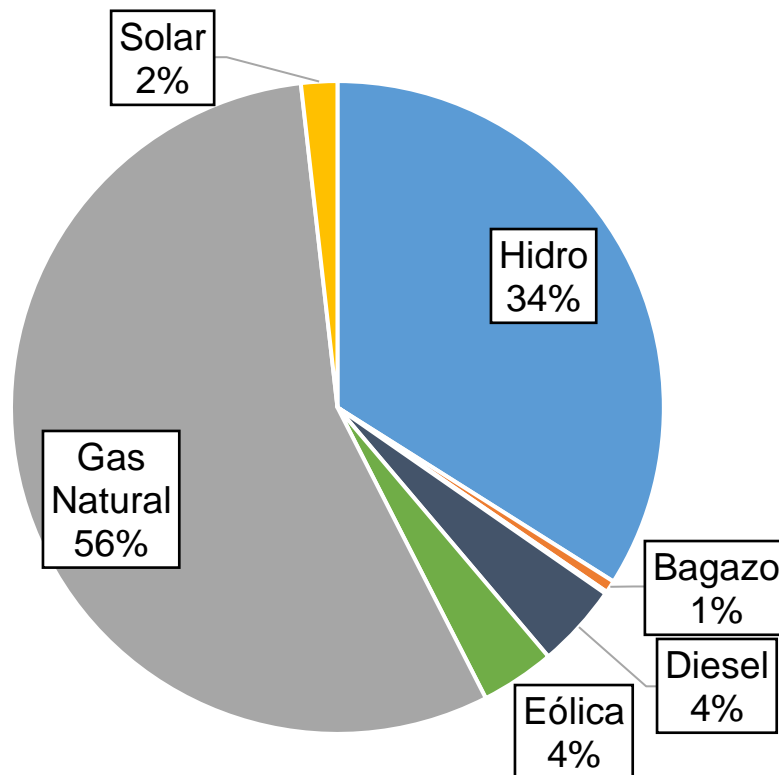
# PERÚ – Matriz energética del sector eléctrico año 2023

## Composición de las fuentes primarias de la Matriz Energética del Sector Eléctrico 2023

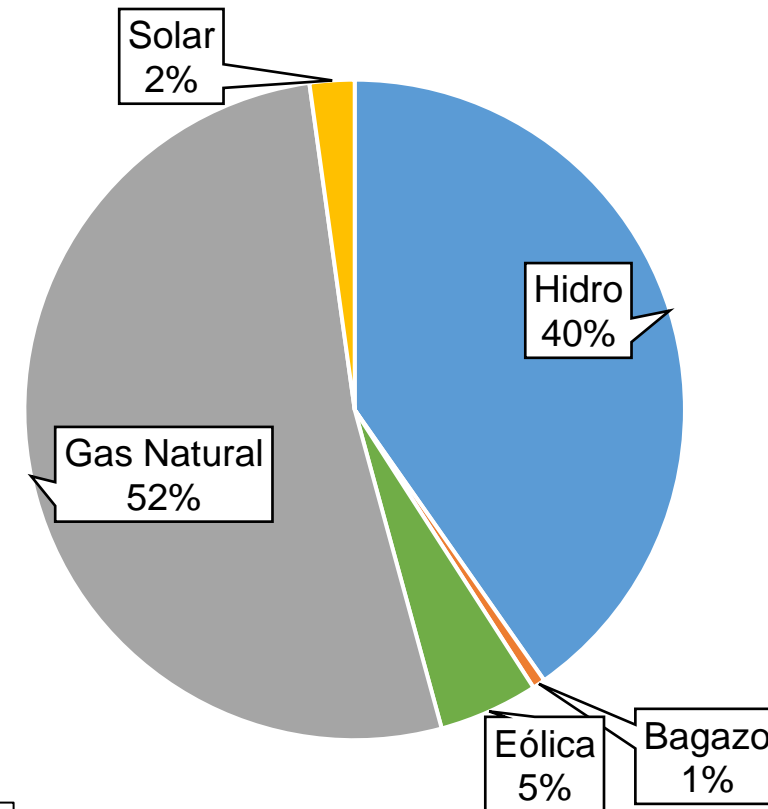
Febrero 2023  
(Época de Avenida)



Agosto 2023  
(Época de Estiaje)



Octubre 2023  
(Conclusión del Estiaje)

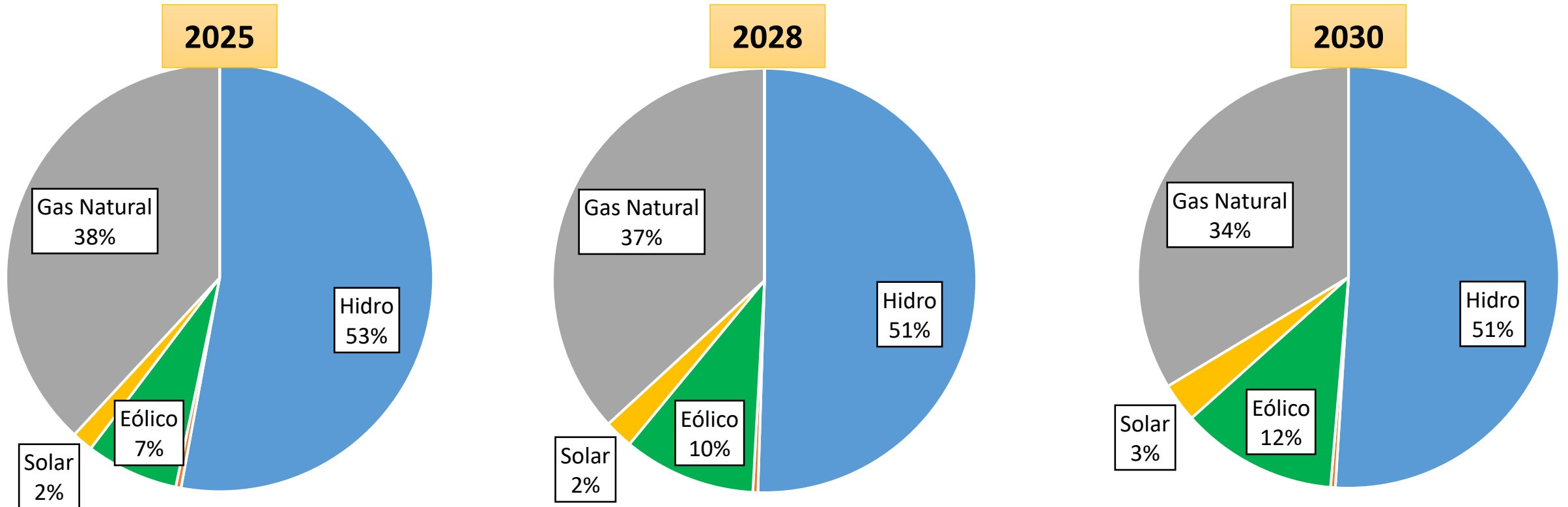


Fuente: COES. Elaboración: GĚRENS.

En el año 2023, la generación a gas natural superó de nuevo el umbral del 50% de participación debido a la ocurrencia del Fenómeno de El Nio.

# PERÚ – Matriz energética, 2030 (Escenario Base)

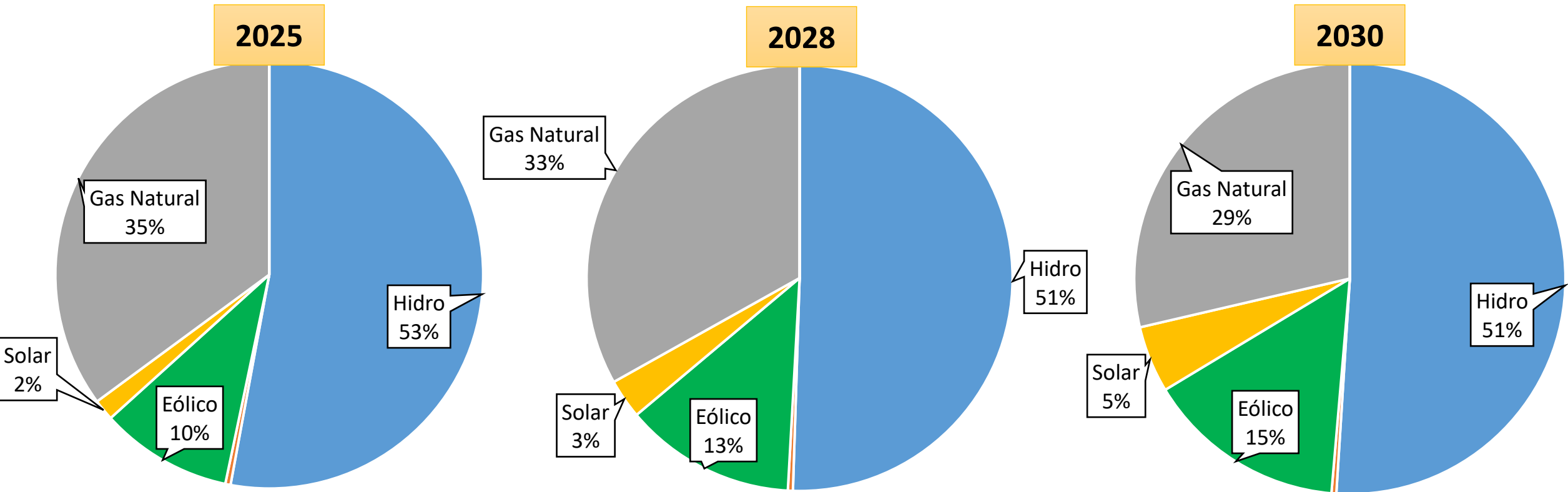
## Simulación de la entrada de 15% de RER en la Matriz Energética al 2030



Elaboración: GĚRENS, usando datos del COES.

# PERÚ – Matriz energética, 2030 (Escenario 20%)

## Simulación de la entrada de 20% de RER en la Matriz Energética al 2030

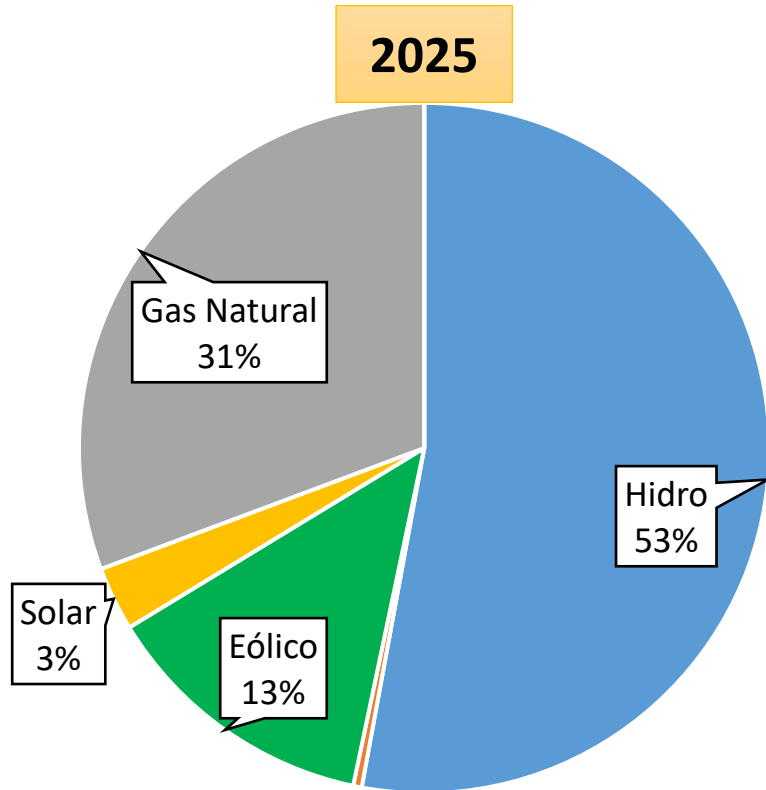


Elaboración: GĚRENS, usando datos del COES.

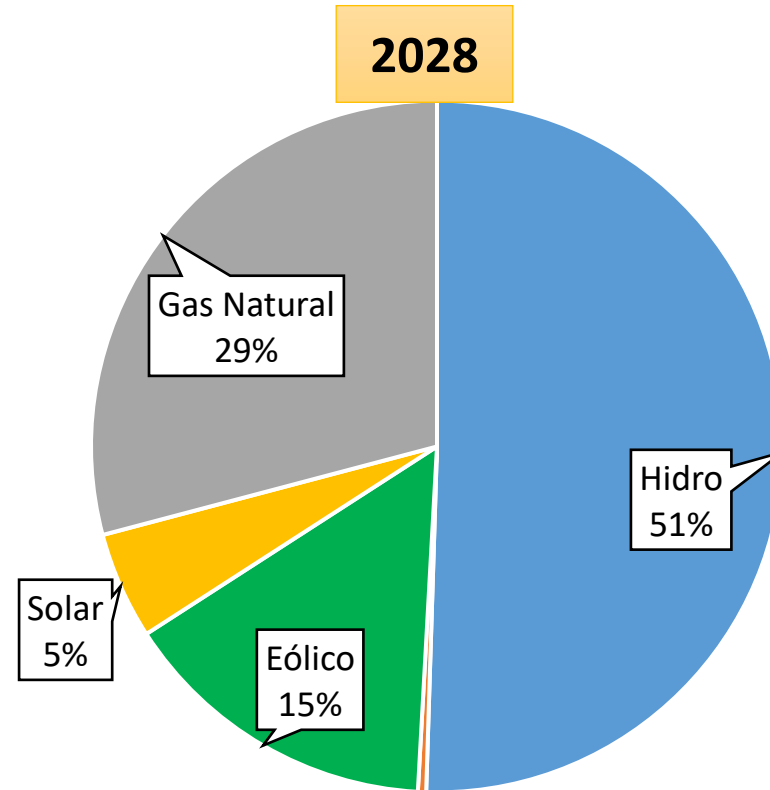
# PERÚ – Matriz energética, 2030 (Escenario 25%)

## Simulación de la entrada de 25% de RER en la Matriz Energética al 2030

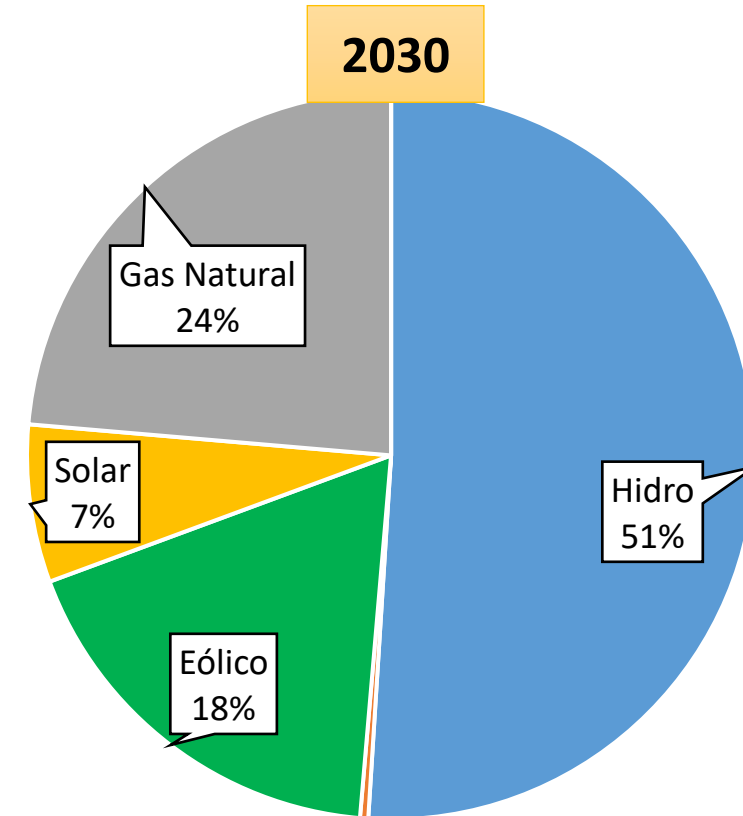
2025



2028



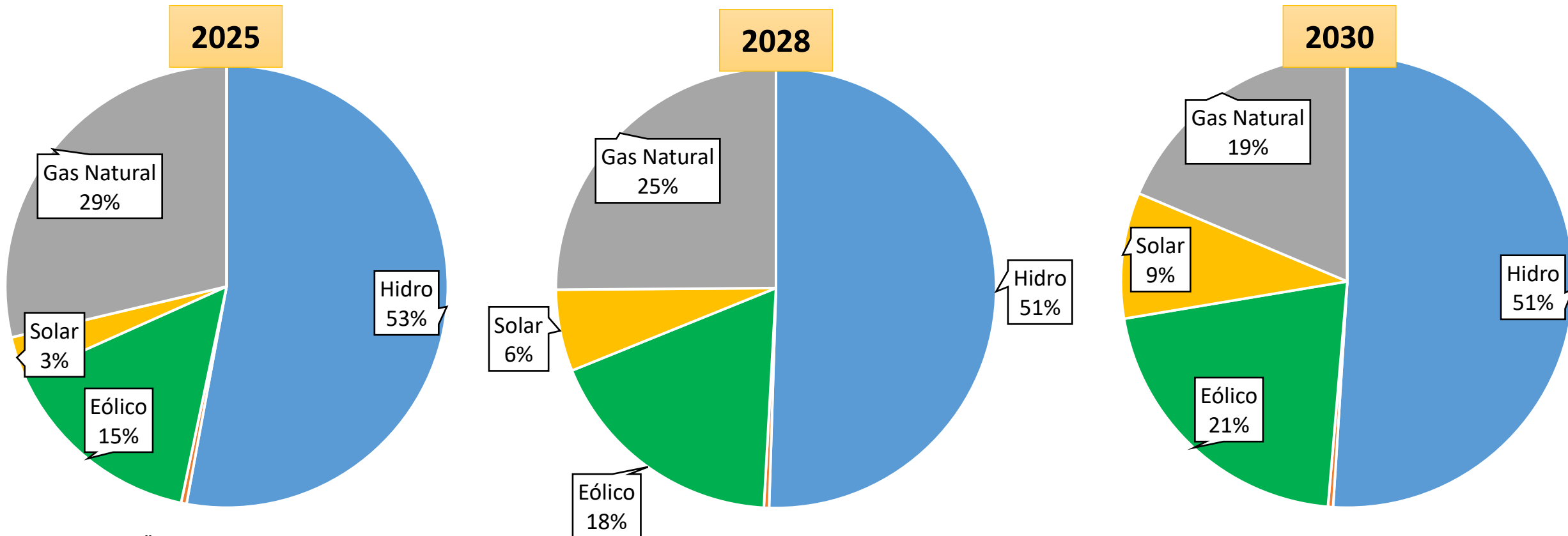
2030



Elaboración: GĚRENS, usando datos del COES.

# PERÚ – Matriz energética, 2030 (Escenario 30%)

## Simulación de la entrada de 30% de RER en la Matriz Energética al 2030



Elaboración: GĚRENS, usando datos del COES.

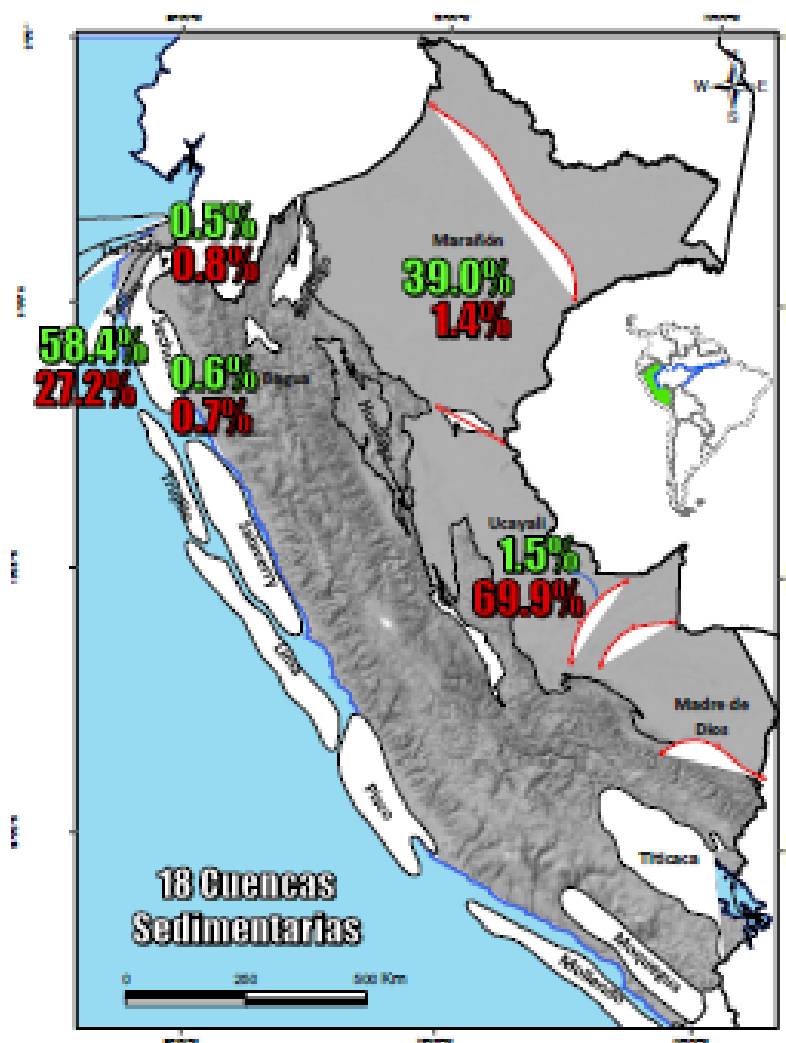
# RESUMEN DE LAS SIMULACIONES AL 2030

- **GĚRENS considera que los 2 primeros escenarios (15% y 20% de participación) son los más probables de materializarse para el año 2030.** Además, estas proyecciones del mix energético están alineadas con el escenario *New Momentum* de BP, así como con la meta del Estado establecida en el D.S. N° 003-2022-MINAM (20% de participación de las fuentes RER).
- El escenario con una participación del 30% de fuentes RER para el 2030 se percibe como altamente acelerado, siendo consistente con el escenario ideal de transición energética planteado por BP (*Accelerated*). Sin embargo, este no considera los numerosos riesgos y costos sombra que enfrentan las fuentes RER al incorporarse al SEIN.
- En todos los escenarios, se han tenido en cuenta las estimaciones del COES para la participación hidrológica en el mix energético. Sin embargo, si las previsiones climáticas se cumplen, sería esperable que el gas natural tenga una presencia más significativa durante los periodos de estiaje (como se ha observado en los años 2022 y 2023).
  - **Este escenario subraya la necesidad imperante de una evaluación constante de las condiciones climáticas y la adaptación continua para garantizar la estabilidad en el suministro energético.**

## 4. PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL



# Producción Acumulada a Diciembre 2023



Elaboración Perúpetro

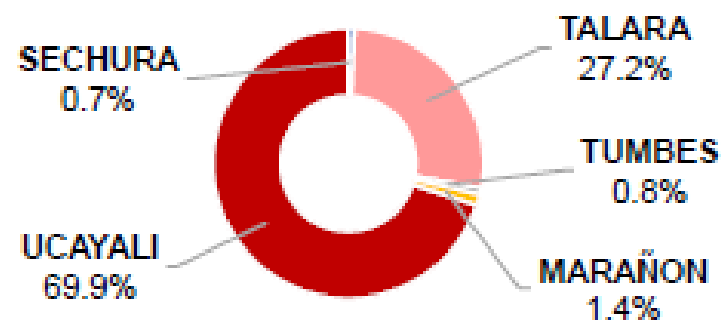
## Petróleo

2,795.9 MMSTB

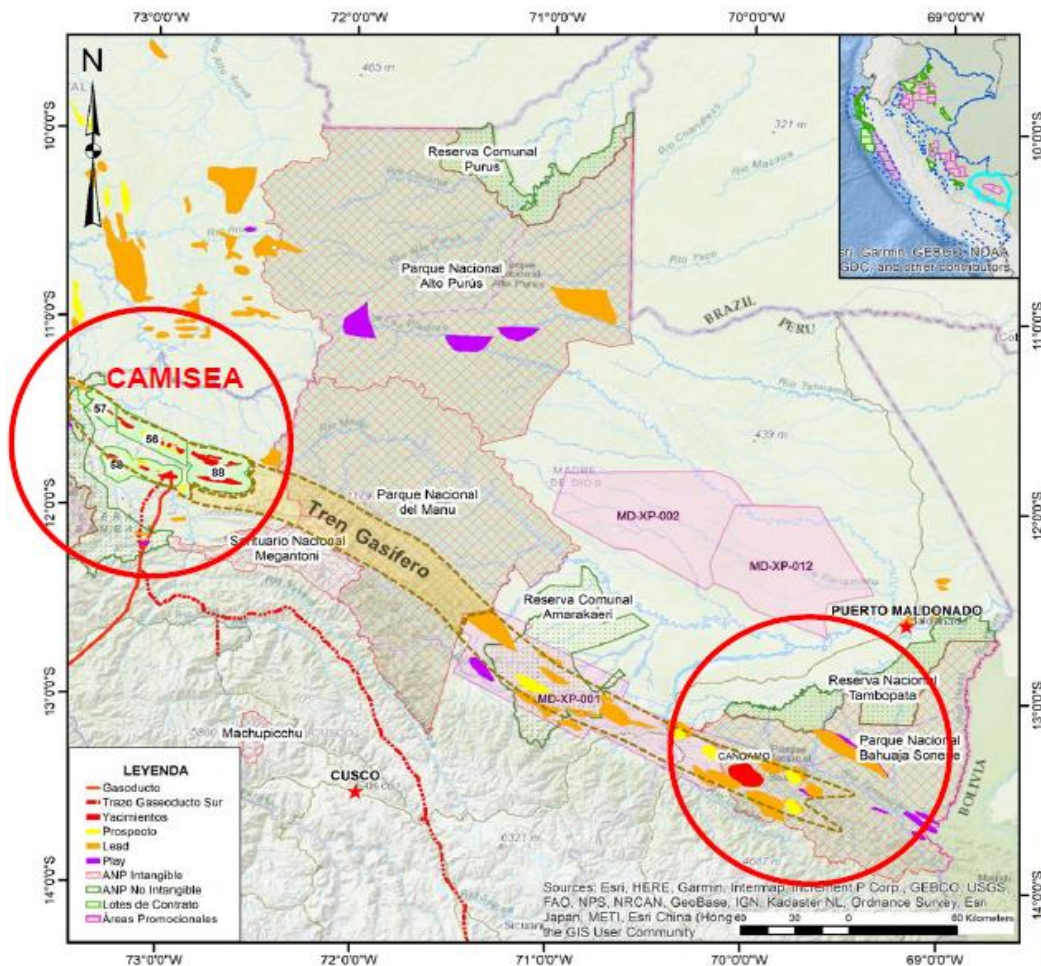


## Gas

10.21 TCF



# Proyecto gas natural - Perúpetro



	Caudal Promedio (MMPCD) @2023	Contrato	Reservas 2P (*)	Recursos 2C (*)	Recursos 2U (*)
<b>Lote 88</b>	843	Consumo Interno Contrato hasta 2040 Contrato de Exportación hasta el 2028	6.81 TCF	0.54 TCF	0.99 TCF
<b>Lote 56</b>	304		1.20 TCF	0.24 TCF	0.37 TCF
<b>Lote 57</b>	192		1.27 TCF	-	-
<b>Lote 58</b>	0	Consumo Interno En implementación	-	2.85 TCF	1.51 TCF
<b>Madre de Dios</b>	0		-	2.10 TCF (**)	20.4 TCF (**)
	<b>1,339 MMPCD</b>		<b>9.28 TCF</b>	<b>5.73 TCF</b>	<b>23.27 TCF</b>

**Índice de Autonomía de Reservas de Gas 16.7 años (\*)**

(\*) FUENTE: MINEM 2022

(\*\*) FUENTE: PERUPETRO 2017

Autonomía de Gas se incrementaría si los 23.27 TCF de Recursos 2U de Madre de Dios se Exploran para ser considerados como Reservas.

# 5. CONCLUSIONES SOBRE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA Y EL GAS NATURAL

# RESUMEN Y EFECTOS

- El cambio climático, las anomalías ambientales como el Fenómeno de “El Niño” los conflictos militares y las tensiones geopolíticas entre las súper potencias han cambiado el panorama sobre la evolución de la transición energética, la cual será más lenta y brindará un nuevo impulso a combustibles como el gas natural, el cual ha sido reconocido por la Unión Europea como un combustible verde.
- En este contexto, el gas natural tendrá una **era dorada** que durará, por lo menos, hasta principios de la década del 2040 cuando se estima que la demanda de hidrocarburos alcance su pico.
- **Demanda Mundial:** La industria del gas en el Perú está en una posición ventajosa para aprovechar el creciente aumento de la demanda mundial de gas natural, una tendencia que influirá en el Perú y durará hasta el inicio de la década del 2040.

# RESUMEN Y PROSPECTIVAS

- **Luego de analizar las proyecciones de diferentes agencias internacionales sobre la transición energética, se concluye lo siguiente:**
  - El **gas natural** será el principal **sustituto del carbón y del petróleo**, debido a sus bajas emisiones de CO<sub>2</sub>.
  - El **gas natural** (como fuente de generación eléctrica de base) será el **complemento de las fuentes RER** (eólica y solar) debido a los problemas que éstas provocan (elevados costos de transmisión, distribución y almacenamiento, intermitencia debido al cambio climático, elevadas necesidades de financiamiento y potencial riesgo de aumento de tarifas eléctricas a mediano plazo debido a la posibilidad de tener que despachar generación diésel).
  - El **gas natural**, como combustible para atender la demanda pico, será el **complemento de las fuentes RER en momentos de alto consumo de electricidad**, debido a que tiene una mayor capacidad de respuesta y a que brinda estabilidad energética.
  - Sin perjuicio de lo anterior, se prevé un crecimiento de las RER en el portafolio de generación que produciría una reducción de la demanda de gas natural, por lo que resulta necesario que se analicen las estrategias regulatorias para que dicha reducción de demanda no afecte a las empresas concesionarias del sector gasífero y al sistema energético peruano en general.

## 6. ALTERNATIVAS REGULATORIAS

# ALTERNATIVA 1. Incrementar el factor de uso aplicable a los contratos de distribución interrumpible de GN

## Metodología de facturación del Servicio de Distribución Cálida - periodo mayo 2022- mayo 2026 (R. 079-2022-OS/CD)

Facturación del  
Servicio de  
Distribución a  
**Generadores  
Eléctricos**  
(art. 14)

$$= \underbrace{(MCF \times CC + MDF \times CC) \times FCC}_{\text{Servicio firme}} + \underbrace{MDV \times (Vs - CC \times ND) \times FU}_{\text{Servicio interrumpible}}$$

MCF: Margen de Comercialización Fijo  
MDF: Margen de Distribución Fijo  
CC: Capacidad Contratada Diaria en el contrato de suministro de distribución de GN.  
FCC: Factor de Ajuste de la Capacidad Contratada respecto a la Capacidad de Reserva Diaria en el sistema de transporte del Transportista.

MDV: Margen de Distribución Variable  
Vs: Volumen de gas natural consumido en el periodo facturado  
ND: Número de días de vigencia del contrato en el mes a facturar.  
**FU:** Factor de Uso para cualquier la categoría GE es FU = 1/0,90 (Diferencia del 11% con la contratación por el servicio firme)

Antecedentes:

- Se aprobó para promover la contratación a firme y desincentivar la interrumpible.
- Se utilizó como criterio el FU aplicable a la facturación del servicio de transporte interrumpible (0.90).

### Artículo 117 del Reglamento de Transporte .- Determinación de la Tarifa Básica.(...)

La Tarifas Básicas de los Servicios Interrumpibles serán calculadas considerando los factores de uso del sistema por parte de los diversos tipos de usuarios y se estructuran de forma de incentivar los contratos a firme y de otorgar flexibilidad a los usuarios y al Concesionario. (...)



**Objetivo: Formalizar el Factor de Uso en Distribución en el Reglamento de Distribución (en la misma línea de Transporte) e incrementar dicho porcentaje a fin de incentivar la contratación del servicio de distribución a firme.**

# ALTERNATIVA 1. Incrementar el factor de uso aplicable a los contratos de distribución interrumpible de GN – CÁLCULO

- ✓ En esta alternativa, no se dispone de información sobre cómo Osinergmin ha calculado el Factor de Uso (FU) para distribución, expresado como  $FU = 1/0.90 = 1.11$ . El 11% actualmente no estaría actuando como un disuasivo para la contratación de capacidad interrumpible.
- ✓ Para el cálculo del FU, se utiliza el 90% porque se espera que la tarifa de gas sea baja, actuando como un incentivo. Sin embargo, **en distribución**, lo lógico sería utilizar la capacidad de uso del ducto principal. Por ende, para el análisis de esta alternativa, **GĚRENS emplea la tasa de utilización del ducto de la red principal de Cálidda de los últimos 5 años**. Por ejemplo, con un 80% de capacidad utilizada, el FU resultante sería de 25%, lo cual actuaría de mejor manera como disuasivo de la contratación de capacidad interrumpible que no garantiza la confiabilidad del suministro eléctrico en el SEIN.
- ✓ Así, en el Sistema de Distribución de Lima y Callao, que tiene una capacidad máxima de 540 millones de pies cúbicos por día (MMPCD), el factor de uso se sitúa entre 77% y 94%. Antes de la expansión de dicha capacidad de distribución, el factor de uso llegaba al 90%.



# ALTERNATIVA 1. Incrementar el factor de uso aplicable a los contratos de distribución interrumpible de GN - CÁLCULO

Para el cálculo del **Factor de Utilización (FU)**, se toma en cuenta la **capacidad utilizada (CU) anual promedio** de la red de distribución de Cálidda. Sin embargo, dado que existen valores de las **capacidades atípicas**, como la del año 2022, GĚRENS calcula un valor del CU que constituye la mejor representación de la tendencia central del uso de la capacidad del ducto principal de distribución. Así, **se sintetiza la información de la media muestral del CU con su mediana a través del promedio aritmético de ambos valores.**

$$FU = \frac{1}{CU}$$

Año	CU Promedio	FU
2020	77.11%	1.30
2021	84.65%	1.18
2022	93.66%	1.07
2023	77.68%	1.29
2024	77.70%	1.29
	<b>MEDIANA</b>	<b>1.29</b>
	<b>MEDIA</b>	<b>1.22</b>

Fuente: Cálidda.

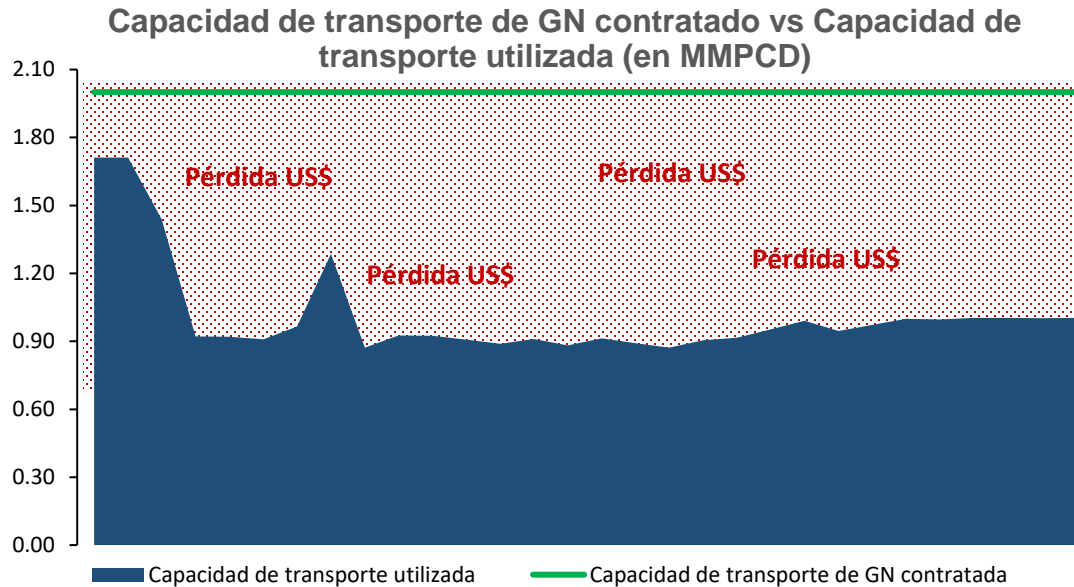
PROMEDIO ARITMÉTICO = 1.26.

En promedio, con una capacidad de utilización que oscila entre 77% y 94% del ducto de la red principal de Cálidda, para los últimos 5 años, se obtiene un **FU promedio de 26%**. A diferencia del 11% que no tiene sustento por parte del Osinergmin, con este nuevo FU se espera **desincentivar la contratación de capacidad interrumpible e incentivar la contratación en firme**, a fin de cumplir con el objetivo de política energética de garantizar la confiabilidad del suministro eléctrico.

Propuesta: inclusión del FU en el TUO de Reglamento de Distribución y modificación en el Reglamento de Transporte

# ALTERNATIVA 2. Compensar a los generadores por la “Reserva de Capacidad” (transporte de gas natural no consumido)

Los generadores que contratan transporte de GN a firme deben pagarla independientemente de si la utilizan o no (“Ship or Pay”).



Objetivo: Compensar a los generadores por la capacidad de transporte de GN no utilizada a través de un Cargo por Reserva de Capacidad, lo cual incentivará su contratación a firme.

## Contingencias:

- Puede incentivar la sobrecontratación de transporte firme. Se requiere una metodología que la desincentive.
- Se debe determinar quién asumirá los costos por la compensación (usuarios, generadores RER, etc.)
- Costo estimado anual a subsidiar por capacidad de transporte no utilizado (anual):

<b>Gas Natural Contratado a Firme por generadores eléctricos (mil m3)</b>	5.17 MM
<b>Gas Natural no consumido (mil m3)</b>	0.95 MM

Fuente: OSINERGMIN y COES.

<b>Tarifa de Transporte Firme TGP 2022 (US\$ / mil m3)</b>	<b>Monto estimado a subsidiar (MM US\$)</b>
47.7572	45.5

## ALTERNATIVA 2. Compensar a los generadores por la “Reserva de Capacidad” (transporte de gas natural no consumido)

- ❑ Si se requiere un FRC mayor (por ejemplo, 85%), es probable que los generadores se sientan inducidos a contratar más capacidad en modalidad firme, por lo que se podría pagar por una capacidad que no se vaya a utilizar (i.e., existiría el riesgo de sobrecontratación ineficiente que se trasladaría a los costos de generación).
- ❑ En este caso, para compensar a los generadores, un mecanismo complementario podría ser crear un “**cargo por eficiencia de abastecimiento eléctrico**”, por el cual la demanda asuma este costo adicional, con el objetivo de reducir la probabilidad de que despachen las centrales de diésel.
- ❑ Originalmente, en el Decreto N° 1041 (derogado) se establecía que el usuario final (la demanda) era el que asumía el costo de la contratación de capacidad en modalidad firme por el criterio de *seguridad energética*. En este contexto, la idea es establecer algún tipo de compensación para los generadores térmicos, a fin de que estos acepten contratar más capacidad firme de transporte y distribución de gas natural.

Debería pagar el agente que genera la externalidad; es decir, se debe pagar en función de la distorsión que se crea (usuarios, generadores, etc.). Se podría considerar aplicar el principio de “el que genera el daño, lo paga”, que está consagrado en el Código Civil, al caso del sector eléctrico (“principio de causalidad”).

## ALTERNATIVA 3. Incrementar el porcentaje de FRC

- ❑ Los generadores térmicos reciben Ingresos por potencia según su Potencia Firme (PF), que se calcula, entre otras variables, utilizando la capacidad de transporte de GN contratado a firme desde el campo hasta la central.
- ❑ Hasta el año 2020, los generadores térmicos debían contratar transporte de GN al 100% de la Potencia Efectiva para recibir el pago del 100% de su potencia.
- ❑ En el año 2021, se aprobó el Factor de Referencia a la Contratación (“FRC”), que representa el nuevo porcentaje mínimo de contratación de transporte firme de un generador térmico para recibir el pago del 100% de su potencia.

### Razones que originaron la aprobación del FRC

#### Eficiencia

La Contratación de capacidad de transporte de GN al 100% de la potencia efectiva es ineficiente pues:

- Desincentiva el desarrollo de la generación térmica a GN
- Restringe el acceso de nuevos usuarios a la infraestructura de transporte de GN.

#### Producción real

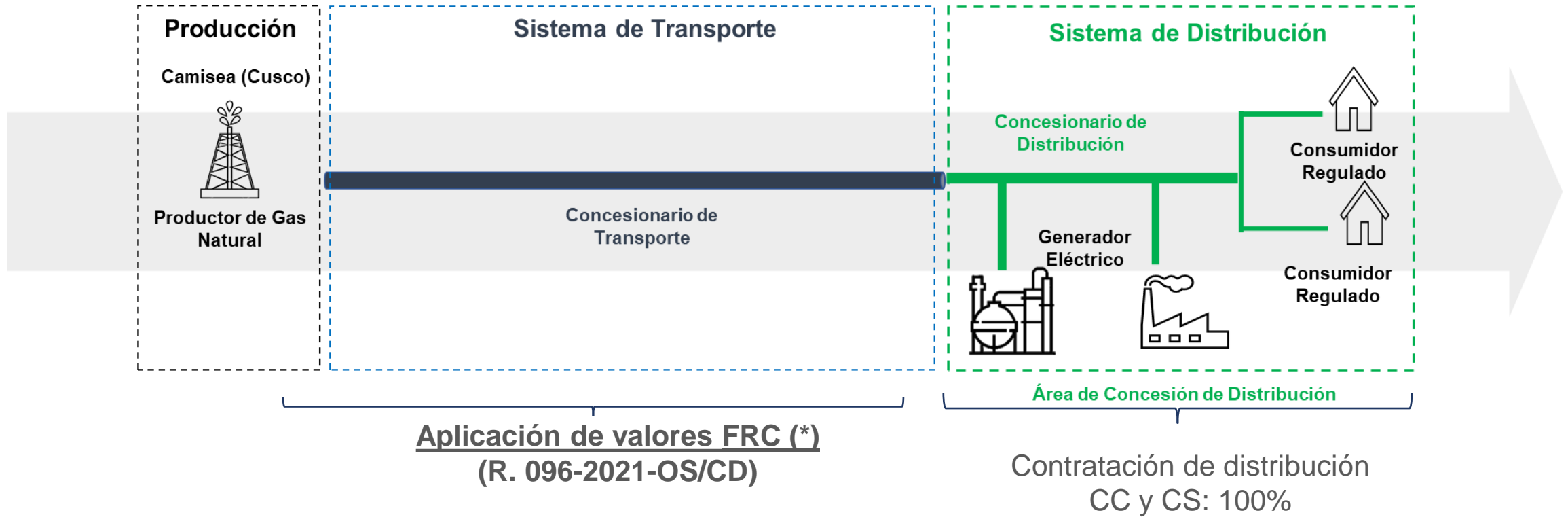
- El factor de carga de Centrales térmicas a Ciclo Combinado < 70%
- La producción de energía varía estacionalmente (estiaje y avenida), lo cual varía el flujo de consumo de GN.

Se buscó adecuar la contratación de transporte de GN al uso real del ducto, sin afectar los ingresos por potencia de los generadores.

**No se consideró como criterio asegurar la confiabilidad del SEIN.**

# ALTERNATIVA 3. Incrementar el porcentaje de FRC

Porcentaje de contratación de transporte y distribución por los generadores eléctricos para recibir pago por potencia



Centrales a ciclo combinado: 65%\*\*  
Centrales a ciclo simple: 11%\*\*

(\*) Vigente del 01.06.21 al 30.04.25.

(\*\*) Porcentaje determinado en función de la Capacidad Máxima Requerida para cubrir la potencia efectiva de una unidad. Modificado por R. 184-2021-OS-CD.

## ALTERNATIVA 3. Incrementar el porcentaje de FRC

- ✓ Para calcular un FCR eficiente y razonable respecto a la contratación reservada diaria de capacidad de transporte (CRD), **es necesario realizar un análisis de los ciclos hidráulicos, a fin de evaluar las fluctuaciones de la generación hidroeléctrica que generan la necesidad de reserva de energía eficiente.**
- ✓ El análisis de los ciclos hidráulicos permitirá determinar el impacto en el suministro de gas al tener cuotas entre el 40% y 50% de generación térmica, lo cual tiene correlato con los escenarios de 15% y 20% de participación de la generación RER, proyectados por GĚRENS en su ejercicio de predicción de la demanda eléctrica al 2030. ***El objetivo es determinar el porcentaje de reserva eficiente con el fin de evitar la dependencia del diésel para la producción de energía térmica y minimizar los costos de generación.*** Esto es crucial para prevenir costos elevados y altos niveles de contaminación asociados con el uso de diésel.
- ✓ En el **análisis técnico**, la noción de la potencia firme de una fuente hidráulica implica examinar la hidrología en el periodo más seco o crítico en términos de flujos de agua. Para remunerar a las centrales hidroeléctricas, se debe considerar la parte más crítica del ciclo hidrológico y se calcula la potencia firme en función de esa condición. En este sentido, **el sistema valora remunerar la reserva en el momento más severo.** El año 2023 representa un caso real de la disminución en la producción de las centrales hidroeléctricas, por lo que será tomado en cuenta en este análisis.

# ALTERNATIVA 3. Incrementar el porcentaje de FRC

## EJEMPLO DE CÁLCULO DEL FRC: ESCENARIO DE AVENIDA

Para este primer escenario de avenida se considera la máxima demanda del mes de enero de 2024, la cual se proyecta hasta el 2027 con una tasa de 2%. Se asume un escenario en la que la participación hidráulica alcanza un nivel de 48% en la matriz energética, la producción de gas natural se acentúa en 43% y las fuentes RER tiene una participación de 9% entre el 2024 y 2026, y de 12% en el 2027. Es importante mencionar que, si bien se proyecta una participación de las fuentes RER de 15% al 2030, GĒRENS considera que las fuentes RER van a despachar al 9% debido a su alta intermitencia.

	2024	2025	2026	2027	
<b>DEMANDA MÁXIMA DE ENERGÍA ELÉCTRICA (MW) - ENERO</b>	<b>8,083.00</b>	<b>8,244.66</b>	<b>8,409.55</b>	<b>8,577.74</b>	
HIDRO	3,879.84	3,957.44	4,036.59	4,117.32	
RER	727.47	742.02	756.86	1,029.33	
GAS	3,475.69	3,545.20	3,616.11	3,431.10	
<b>POTENCIA EFECTIVA</b>	<b>(MW)</b>				
<b>Gas Natural</b>	<b>4,269</b>	<b>4,310</b>	<b>4,352</b>	<b>4,394</b>	
Tasa de Indisponibilidad Fortuita	4.18%	4.18%	4.18%	4.18%	
Potencia efectiva de Gas Natural Final (MW)	4,090	4,130	4,170	4,210	<b>PROMEDIO</b>
<b>CONTRATO A FIRME</b>	<b>85%</b>	<b>86%</b>	<b>87%</b>	<b>82%</b>	<b>85%</b>

En el **periodo de avenida** se proyecta que se necesitaría una **contratación firme de CRD, en promedio, de 85%**, considerando que la proyección de la participación de la fuente hidráulica en el mix de generación de energía eléctrica es de 48% (según estudios del COES). Este 85% sería capaz de abastecer la demanda de gas en la mayoría de escenarios de estrés del SEIN y evitar la entrada del diésel al mix energético.

# Alternativas en evaluación

ALTERNATIVAS	PROS
<b>A1. Incrementar el factor de uso aplicable a los contratos de distribución interrumpible de GN</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Brinda mayor confiabilidad al sistema.</li> <li>• Incremento de contratación de distribución de GN a firme.</li> <li>• Existen 2 vías: i) participar en la aprobación del FU en la siguiente fijación tarifaria; o ii) modificar una norma con mayor rango para incorporar el FU.</li> </ul>
<b>A2. Compensar a los generadores por la “Reserva de Capacidad”</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mediante el DL 1041 en el 2008, el Estado aprobó una compensación con el mismo objetivo.</li> <li>• Brinda mayor confiabilidad al sistema</li> </ul>
<b>A3. Incrementar el porcentaje de FRC</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Brinda mayor confiabilidad al sistema.</li> <li>• Disminución de sobrecostos por despacho de generación ineficiente <b>(2,649 MM US\$ en el 2023)</b></li> <li>• Existen 3 vías: i) participar en la aprobación del FRC para el siguiente periodo (2025-2029); ii) modificar los criterios del PR-25; o iii) Derogar el FRC (modificar DS).</li> </ul>
<b>A4. Cambiar la Unidad de Punta a una que opera con GN</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Aumenta el ingreso por potencia a los generadores a GN.</li> <li>• Requiere modificar normas OSINERGMIN.</li> </ul>
<b>A5. Crear fondo para cubrir ToP</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Incremento de contratación de transporte de GN a firme.</li> <li>• Brinda mayor confiabilidad al sistema.</li> </ul>
<b>A6. Promover licitaciones de Reserva Fría a gas natural</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Se brinda mayor confiabilidad al sistema.</li> <li>• Aumenta inversión en centrales a GN.</li> <li>• Requiere modificar normas OSINERGMIN y RM.</li> </ul>