

RESPUESTA a las interrogantes y dudas en: Rumbo Energético “Transición energética, la experiencia peruana y lecciones de la región”

Dr. Jaime E. Luyo

El lunes 15 del presente, se realizó en el Congreso de la República un evento con una temática definida por el título de este. Para contribuir al esclarecimiento y mejor comprensión de los temas tratados en las exposiciones (se adjunta el ppt., en anexo), durante las cuales se plantearon diversas interrogantes, algunas pendientes de respuesta, otras con respuestas insuficientes y también erradas; a continuación, trataremos de dar un aporte adicional.

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

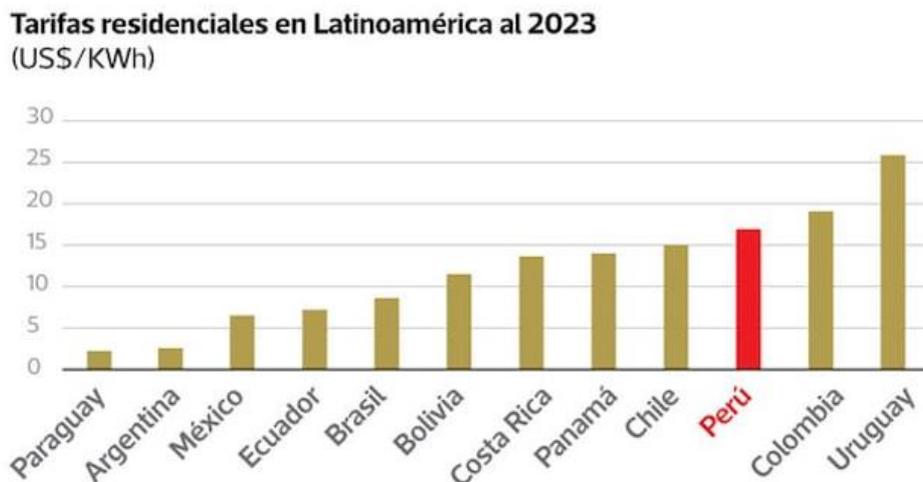
- **¿En el Perú, debe estar centrado el debate de reducción de emisiones en el sector eléctrico?**

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 esa medida. 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 de sus representantes, porque el objetivo de nuestra propuesta de una mayor participación de las RERNC es, que se 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 complemento 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 unos de los

precios más altos de Latinoamérica, teniendo el 50% de producción eléctrica a GN con precio regulado (subsidio implícito) y, que en 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 al estudio de LQG-Gerens (que presentamos a continuación, al término del presente)



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 en años previos) no se podrían cumplir, y si se levantaran las actuales restricciones a estas nuevas tecnologías, estimamos se podría llegar al 15%.

En ningún país, la introducción y la participación de las RERNC ha sido por la espontaneidad del mercado sino por las condiciones promotoras del Estado para mayores inversiones en las nuevas tecnologías. Actualmente, es oportuno aclarar que las tecnologías RERNC no tienen subsidios, como hace más de una década atrás; todos los países adoptaron diferentes métodos de promoción para la inversión e introducción de las nuevas tecnologías RERNC.

- **¿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 las emisiones GEI en el país no es un problema principal; más bien que 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, el expositor 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, nosotros aclaramos que, seguimos exportando en condiciones desfavorables, sin haber desarrollado una industria petroquímica a GN ni logrado la masificación

de GN (Colombia es un referente, sus empresas estatales están haciendo la masificación GN en Perú). Temas que sí deben preocupar a los peruanos.

¿De cuál Transición energética está hablando? De aquella que está en proceso de cambio de una economía de hidrocarburos a una economía verde (basada en RER). En el Perú, lo que ha sucedido es que, con el inicio del consumo del gas de Camisea en el 2004 se ha ido consumiendo menos petróleo en la matriz energética; es decir, se ha ido reemplazando un hidrocarburo por otro de la familia (?), Pero, también que se ha ido incrementado las importaciones de petróleo y combustibles, y de GLP (porque las reservas de líquidos y gas de Camisea se han exportado más, según datos oficiales, con motivo de la guerra Rusia-Ucrania).

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

En el MINEM desde el 2023 se está actualizando, debido al progreso tecnológico y cambios en el escenario mundial con la transición energética y la geopolítica de la energía, 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*. En nuestra opinión, para avanzar en esta tarea, el mayor obstáculo es el procedimiento y metodología impuestos por el CEPLAN, considerando que todos los sectores son iguales y, este criterio de “uniformización” y burocrático para definir solo la política de un sector puede durar más de tres años (como se muestra en la exposición del Director Gral. de Eficiencia Energética, MINEM); en el sector Energía que es una actualización y modernización, esperamos que no tarde.

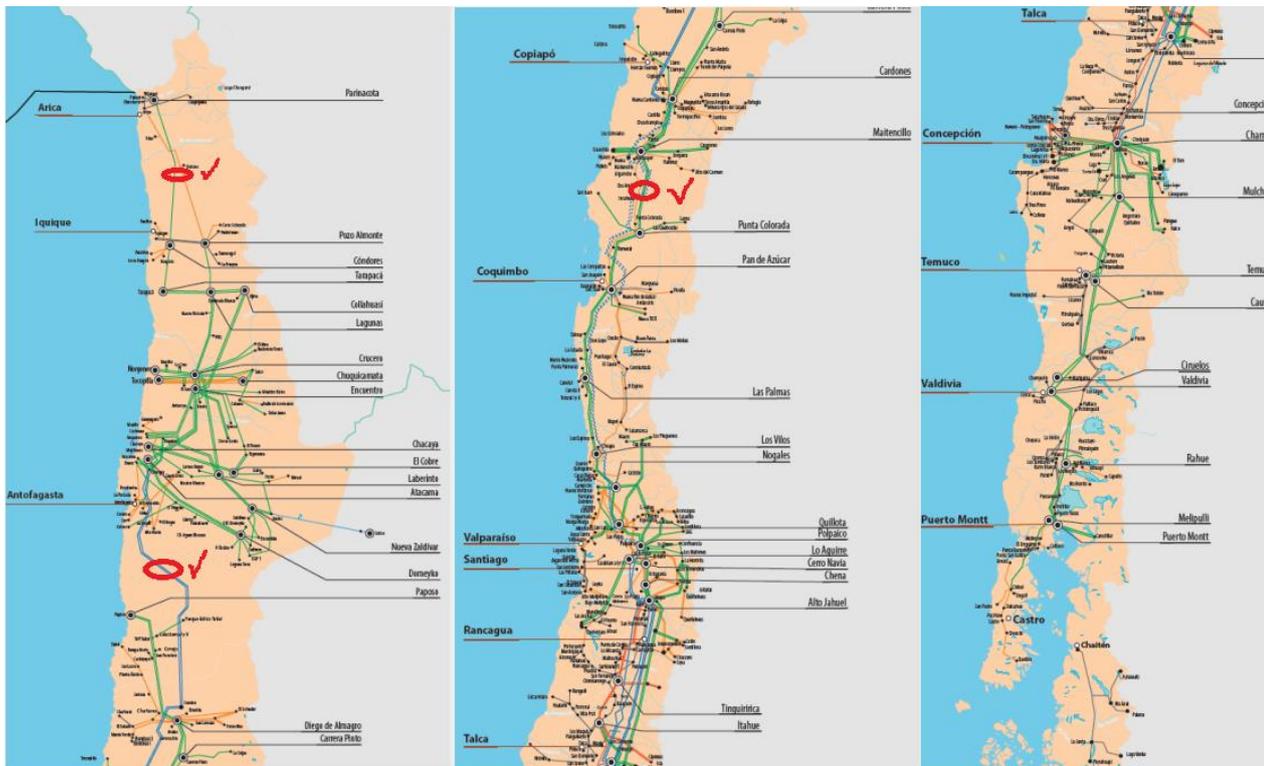
- **¿Qué lecciones podemos aprender de la experiencia de los países de la región?**

Para responder, tomaremos como referencia la exposición del socio de la consultora LQG, que expuso: “La experiencia chilena sobre las ERNC”.

En principio, todos los mercados de energía son diferentes por país; particularmente el mercado de electricidad que 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 o con el sur del Perú, ya que, desde el punto de vista del sistema nacional de transmisión eléctrica; ya que el mismo expositor reconoce que existe problemas de congestión en la transmisión chileno (SEN). Pero, era conocido que, en el SIC (centro) la demanda eléctrica era tres veces de la demanda en el SING (norte) y, entonces al crecer la producción eléctrica con RERNC en el SING principalmente solar había un excedente a exportar hacia el SIC, pero, por deficiencia en el planeamiento eléctrico que debe considerar la expansión coordinada generación-transmisión; sobretodo porque el SEN tiene una transmisión eléctrica troncal prácticamente radial (por su geografía, más de 3,500 km. de longitud. Hace pocos años, se ha interconectado el SING minero con el SIC. Ver *checks* en color rojo de la fig.); mientras que en Perú el SEIN es una red mallada y se ha proyectado una mayor robustez hacia el largo plazo (con la generación más próxima a la carga), considerando también 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. Las consecuencias en Chile son los problemas como la “curva del pato” (que no son permanentes), costos marginales nulos, y otros.

Debemos sí reiterar que, en el país se ha tenido deficiencias graves en el planeamiento eléctrico como, concentrar casi el 50% de la generación eléctrica a GN en Lima (sin respetar la Política energética vigente del 2010-2040, que ahora se está corrigiendo) y, la generación con RERNC en

el sur y el norte del país posibilitará una descentralización de la generación eléctrica y mejorar la seguridad y confiabilidad, optimizando tanto los recursos energéticos como económicos con un mejor planeamiento de la expansión coordinada generación-transmisión eléctrica. Concluimos que, No se debe confundir el norte de Chile con el sur de Perú.



Sistema de Transmisión de Chile. Fuente: CIGRE, mayo 2021

Al terminar, el economista Carlos Gomero 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 energética¹.

Continuando con el repaso de las exposiciones en el evento “Rumbo energético...”. El expositor Juan Benavides expuso sobre “La importancia del gas natural en el corto y mediano plazo, y cuantificación de costos directos de su remoción en la oferta de energía primaria en Colombia”. Planteando las interrogantes:

- **¿Qué papel juega el gas natural en el corto plazo?**

Debemos reconocer los logros de Colombia, que contrasta con el uso del gas de Camisea en el país; según el expositor: “Durante los últimos 8 años, aproximadamente el 10% de la energía eléctrica consumida en Colombia ha sido generada mediante plantas térmicas que utilizan gas.”...“El número de hogares que emplean gas para la cocción de alimentos y el calentamiento de agua supera los

¹ J.E. Luyo, *Política Energética y Descarbonización*, Foro Energético del Perú, Semana de la Ingeniería Nacional 2024, CIP, 10 junio 2024

10 millones....” Además, sectores como transporte, refinerías, cemento, acero, alimentos, papel y minería también lo utilizan en sus procesos productivos, principalmente a través de calderas y hornos.”

Respecto al caso de la UE, se debe reconocer que es de carácter geopolítico, una crisis energética que ha devenido en crisis económica. Los líderes europeos han tenido que dejar de lado la narrativa

del libre mercado, aceptando intervenir en éste poniendo topes al precio del GN y, como importadores netos de energía también han introducido otra, declarando al GN y la energía nuclear como “verdes” que ha cruzado el Atlántico y llegó al Perú (cambio a último momento en el Congreso, por *lobby* identificado, de la definición de hidrógeno verde en la ley de promoción del H2V).

Si bien, sus recomendaciones finales son dirigidas para Colombia; consideramos que también sería importante tomar en cuenta en la realidad peruana.

Lima, 18 de julio del 2024

COMENTARIOS A LA “EVALUACIÓN DE LOS IMPACTOS DE MEDIANO PLAZO DE LA INCORPORACIÓN DE LA GENERACIÓN RER EN EL MERCADO ELÉCTRICO PERUANO. ALTERNATIVA REGULATORIA”.

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 previamente² 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”³; y en Latinoamérica (como en Chile) a inicios de la

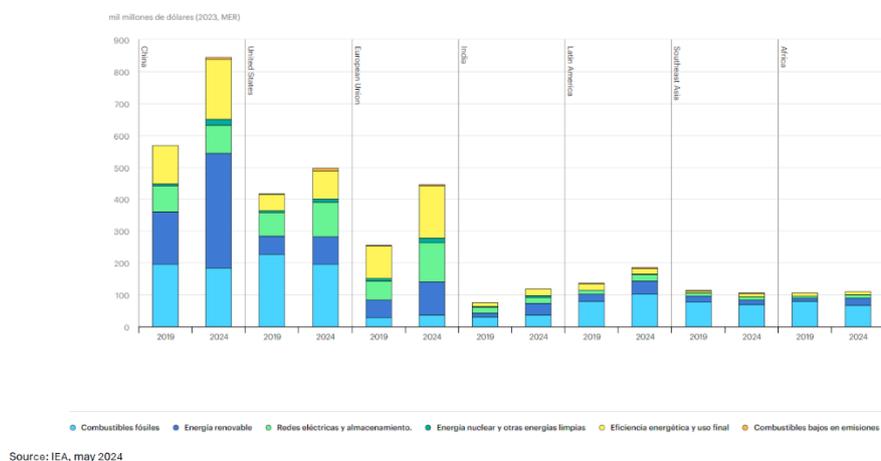
² https://www.linkedin.com/posts/jaime-e-luyo-kuong-oficial-1146b520_desarrollo-energ%C3%A9tico-a-largo-plazo-vs-el-activity-7213679076455133184-Ebll?utm_source=share&utm_medium=member_android

³ <https://www.xataka.com/energia/nuclear-gas-natural-energias-verdes-europa-se-da-vencida-tal-mantener-sus-objetivos-medioambientales>

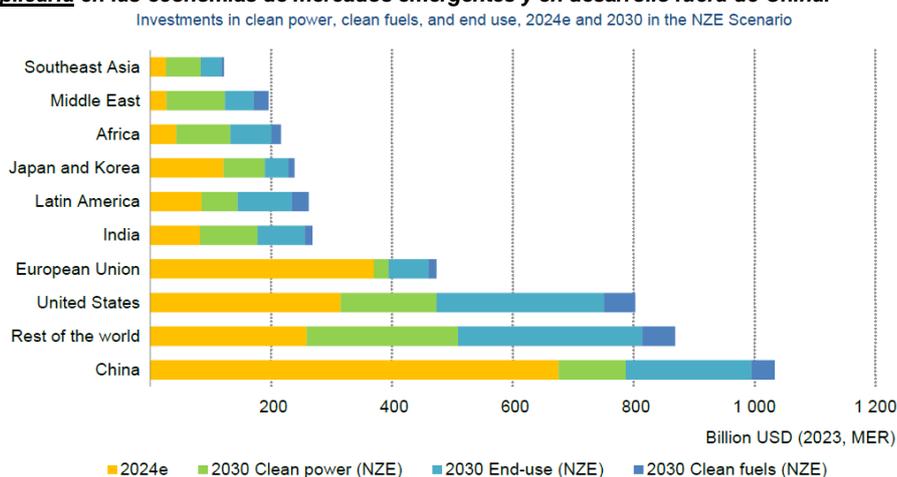
década del 2020 también llegó desde Europa la moda del hidrógeno verde (de fuentes RER); en el país también surgió el entusiasmo por entrar en el mercado mundial del H2V; y en nuestro Congreso se aprobó en marzo reciente la *Ley de Fomento del Hidrógeno verde*; pero sucede que en el mismo dispositivo 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.

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



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

- 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 abundantes⁴. 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)⁵; por lo que sí debe haber una planificación energética a MP y LP y, también en el subsector electricidad 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

⁴ J.E. Luyo, *Política Energética y Descarbonización*, Foro Energético del Perú, Semana de la Ingeniería Nacional 2024, CIP, 10 junio 2024

⁵ 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.

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 relevantes⁶;

- 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), pero como está demostrado tenemos los consumidores pequeños del mercado regulado con unos de los precios más altos en Latinoamérica, debido al defectuoso e inexplicable diseño por el Regulador de la determinación del precio en barra⁷ y, con respecto al transporte del GN para la generación éste 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)⁸ que tuvo que ser resuelta por la Corte suprema a favor la empresa privada de distribución demandante.

Lima, 18 de julio del 2024

⁶ F. Jara, *Mercados transfronterizos de Electricidad. Impacto de las políticas unilaterales de suficiencia de oferta*, PhD Thesis, UNI, 2020.

⁷ 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

⁸ J.E. Luyo, *¿Por qué el mercado de electricidad peruano está al borde del colapso?*, CSDI Institute, 09 de nov. de 2020

Rumbo Energético:

*“Transición Energética, la experiencia peruana
y lecciones de la región”*

Bienvenidos

Organizan:

Congresista
DIANA
Gonzales

 PROPUESTAS DEL
BICENENARIO

 RUMBO
ENERGÉTICO



Diana Gonzales

Congresista de la
República

Organizan:

Congresista
DIANA
Gonzales

 PROPUESTAS DEL
BICENENARIO

 RUMBO
ENERGÉTICO



Luis Miguel Castilla

Director ejecutivo de
Videnza Instituto

Organizan:



Transición energética en el Perú

Luis Miguel Castilla
Lima 15 de julio 2024



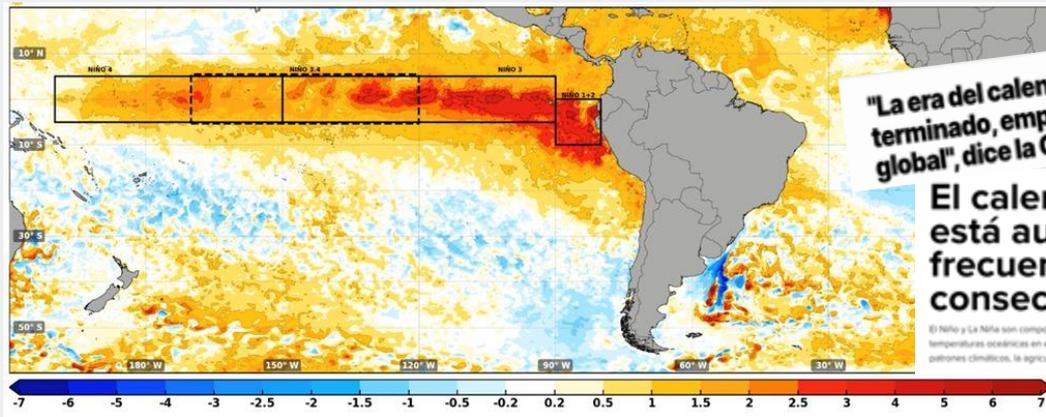
PROPUESTAS DEL
BICENENARIO



RUMBO
ENERGÉTICO

CAMBIO CLIMÁTICO: UNA REALIDAD QUE DEMANDA ACCIÓN GLOBAL

EL CAMBIO CLIMÁTICO ES UNA REALIDAD



"La era del calentamiento global ha terminado, empieza la era de la ebullición global", dice la ONU

El calentamiento global está aumentando la frecuencia de eventos consecutivos de La Niña

El Niño y La Niña son componentes de la Oscilación del Sur, un fenómeno natural que modifica las temperaturas oceánicas en el Pacífico, afectando el clima global. Este hecho puede afectar severamente a los patrones climáticos, la agricultura y los ecosistemas.

Calentamiento global podría aumentar las enfermedades infecciosas: científicos

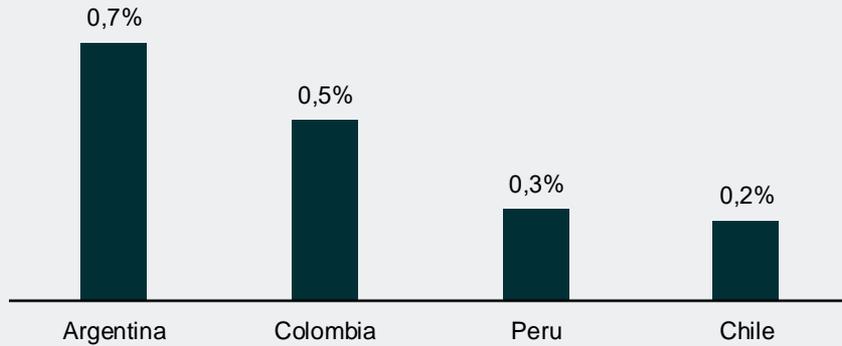
La OMS estima que entre 2030 y 2050, amenazas relacionadas al clima, como la malaria, podrían causar un cuarto de millón de vidas adicionales cada año.

El cambio climático pone en riesgo a uno de cada 12 hospitales en todo el mundo

Más de 16.000 hospitales, 35 en España, corren un alto riesgo de cierre por fenómenos meteorológicos extremos en 2100 con el nivel actual de emisiones, según un estudio de la organización XDI. Los investigadores aseguran que el riesgo se puede reducir a la mitad.

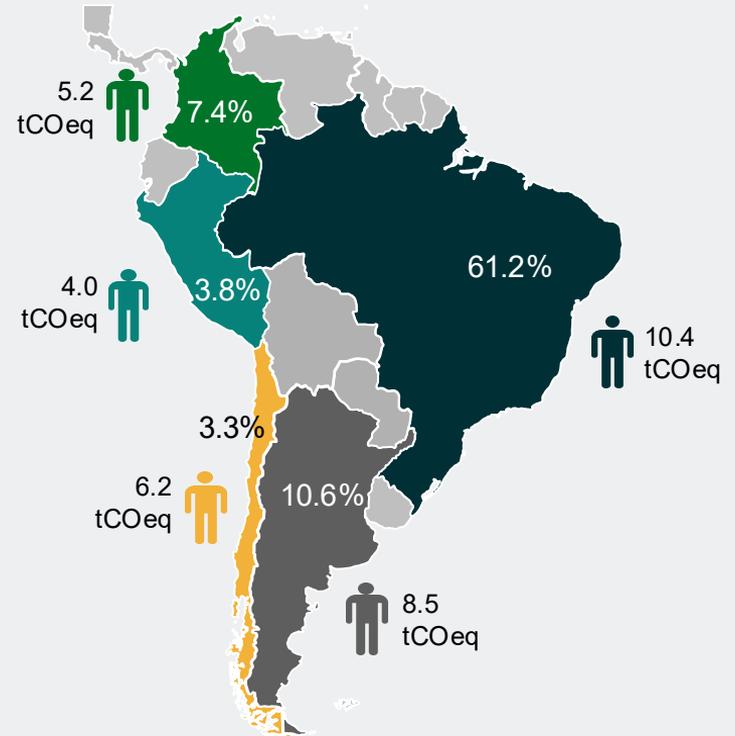
GASES DE EFECTO INVERNADERO

Porcentaje de gases de efecto invernadero (GEI) emitidos en comparación con las emisiones globales



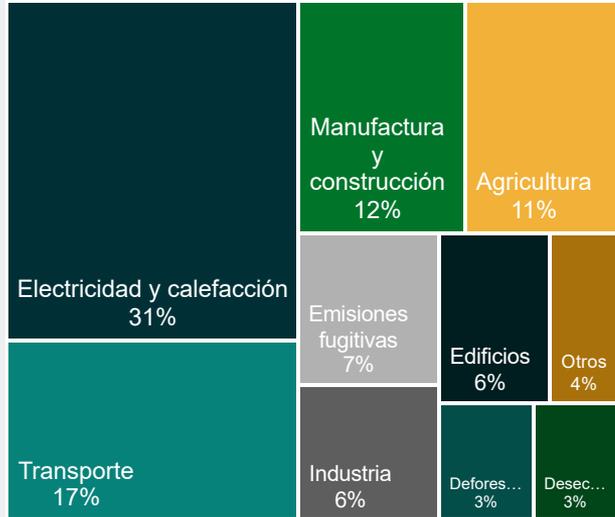
Las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) del Perú solo representan el 0.3% de las emisiones del mundo.

Porcentaje de emisiones de GEI con respecto a América del Sur y emisiones per cápita

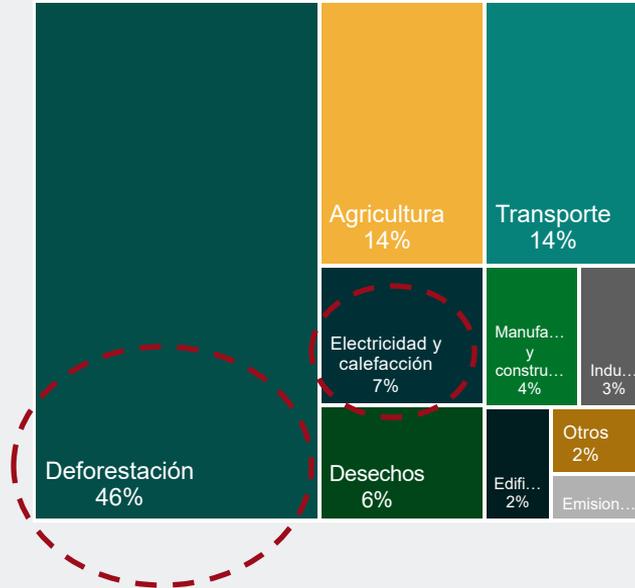


EMISIONES DE GEI POR SECTORES

MUNDO



PERÚ



A diferencia de otras regiones del mundo, en Perú la **deforestación y la agricultura** son los principales emisores de gases de efecto invernadero.

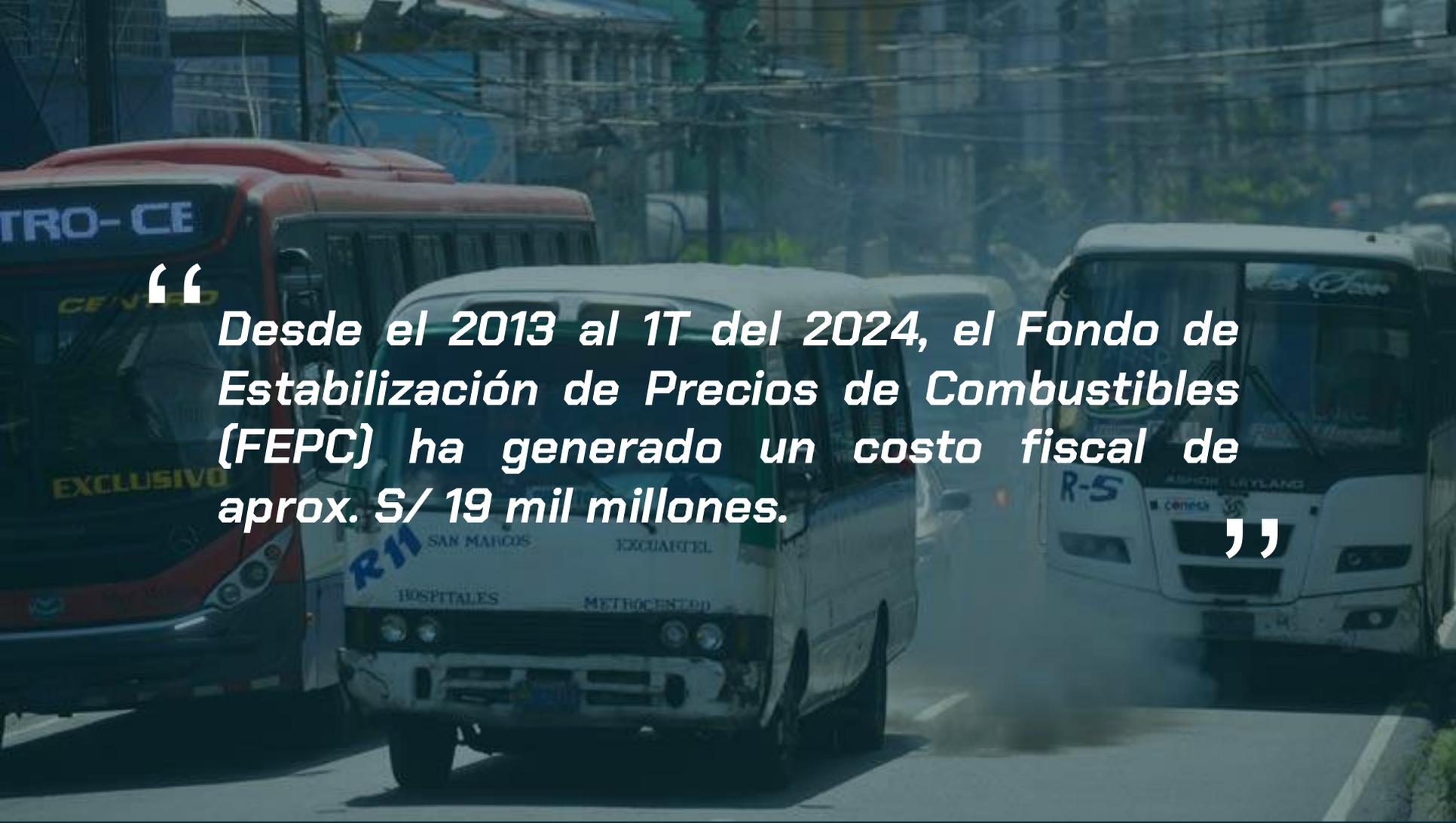
* Cifras del 2019



“

La deforestación en 2023 fue 112 veces mayor que la registrada en 2019. Actualmente, se han deforestado cerca de 81 mil hectáreas, de las cuales 90% se atribuye a actividades agrícolas.

”



“

Desde el 2013 al 1T del 2024, el Fondo de Estabilización de Precios de Combustibles (FEPC) ha generado un costo fiscal de aprox. S/ 19 mil millones.

”

PREGUNTAS DE POLÍTICA

¿EN EL PERÚ, EL DEBATE DE REDUCCIÓN DE EMISIONES DEBE ESTAR CENTRADO EN EL SECTOR ELÉCTRICO?



¿CUÁL ES EL COSTO DE LA DESCARBONIZACIÓN?

COSTO DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA AL 2030

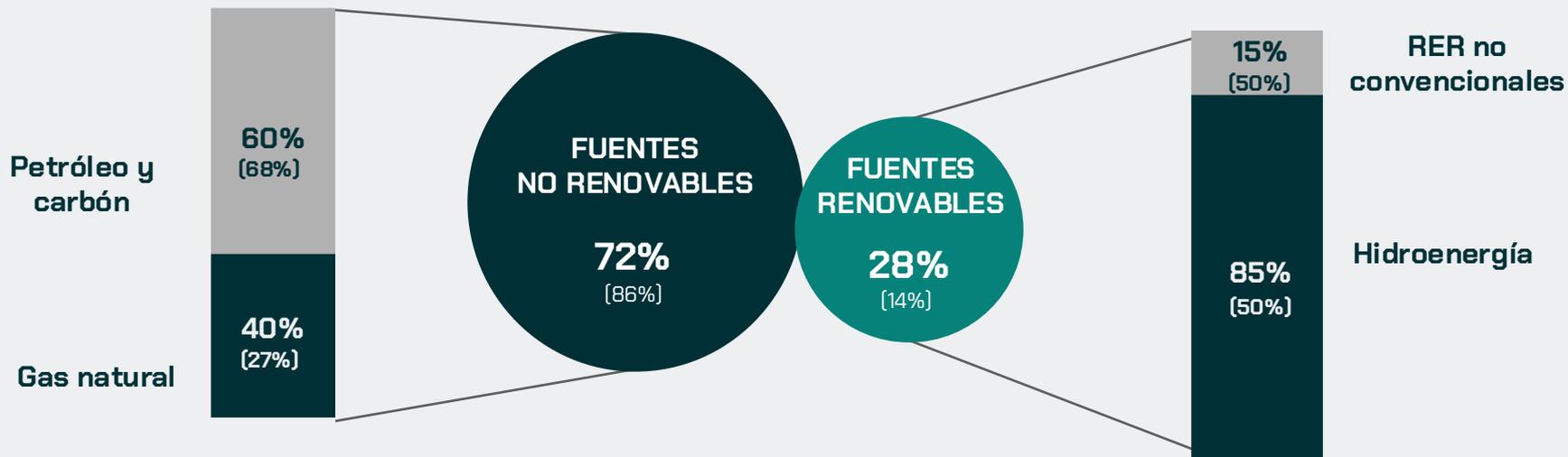
El costo de **reemplazar el 40% de la capacidad de generación eléctrica a gas natural por fuentes renovables no convencionales con confiabilidad equivalente para 2030 es de S/ 16,551 millones.**

El reemplazo produciría una reducción anual de 4.7 millones de toneladas de CO₂eq, equivale **al 2.1% del total nacional** de emisiones de GEI en 2022 (MINAM, 2023).



**EL FUTURO ES DE LAS
RENOVABLES...
CON EL GAS NATURAL COMO
COMBUSTIBLE DE TRANSICIÓN**

COMPOSICIÓN ENERGÉTICA NACIONAL

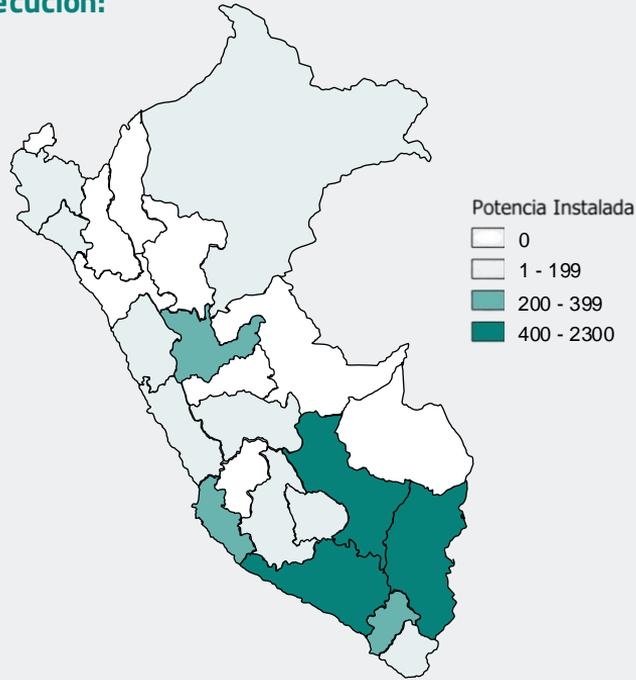


Nota: Datos en paréntesis hacen referencia a cifras mundiales.

RER no convencionales incluye solar, eólica, biocombustibles, geotérmica, biomasa y energía residual.

PROYECTOS RER EN EL PERÚ

Potencia Instalada (MW) de los proyectos en ejecución:



Proyectos de centrales eléctricas en ejecución*:

Recurso	N° proyectos	Potencia Instalada (MW)
Hidro	34	1950
Solar	10	1951
Eólico	3	532
Total	47	4434

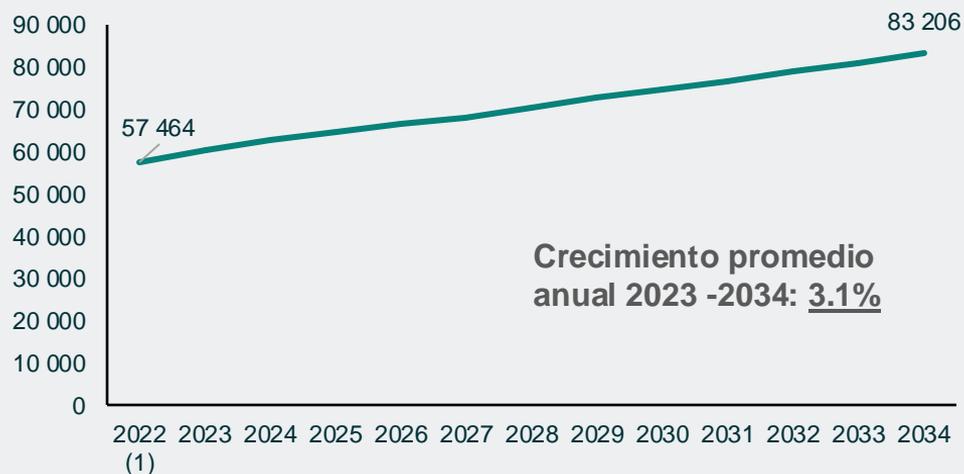
	Arequipa		Cusco		Puno	
	N° proyectos	Potencia Instalada (MW)	N° proyectos	Potencia Instalada (MW)	N° proyectos	Potencia Instalada (MW)
Hidro	3	358	5	515	4	417
Solar	8	1631	0	0	0	0
Eólico	1	220	0	0	0	0
Total	11	2209	5	515	4	417

* Se consideran proyectos en ejecución a los proyectos en curso o atrasados (no incluye paralizados).

Fuente: Compendio de Proyectos en Ejecución, Osinergmin (2024)

DEMANDA Y OFERTA FUTURA

Proyección de demanda del SEIN 2023 - 2034 (GWh)



Nota: El COES al planificar la transmisión evidencia aquellos proyectos de generación que considera entrarán, con mayor probabilidad, en el horizonte temporal. Esto independientemente de los proyectos en ejecución reportados por el Osinegmin.

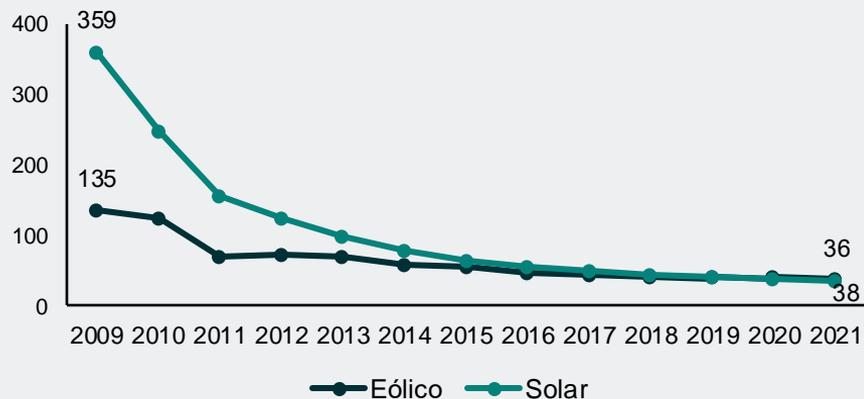
❖ La actualización del Plan de Transmisión 2025–2034 del COES, tomando en cuenta esta proyección de demanda, considera la puesta en marcha de 21 proyectos:

- ✓ **10 eólicos**
- ✓ **5 solares**
- ✓ **3 hidroeléctricas**
- ✓ **3 térmicas a GN**

Fuente: Plan de Expansión y Proyección de demanda, COES (2023)

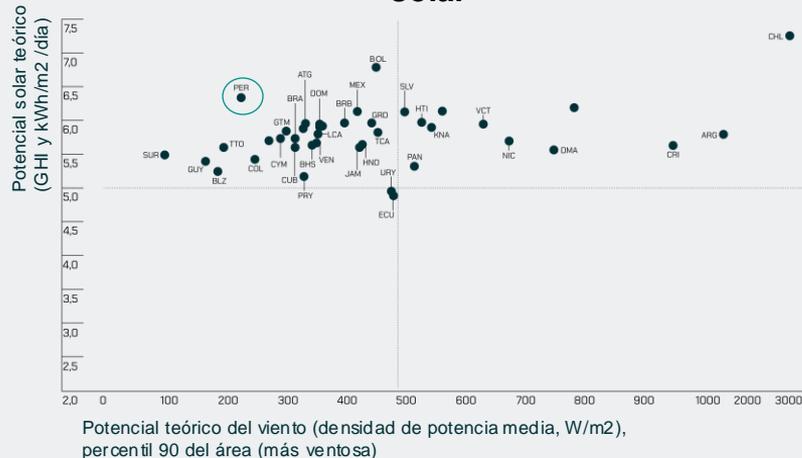
ERNC CADA VEZ MÁS COMPETITIVAS

Costo nivelado de la energía por tecnología de generación (US\$/MW.h)



Entre 2009 y 2021, el costo de la **energía solar** ha experimentado una **disminución del 90%**, mientras que la **energía eólica** ha registrado una **reducción del 72%** en el mismo período.

Potencial teórico en energía eólica y solar

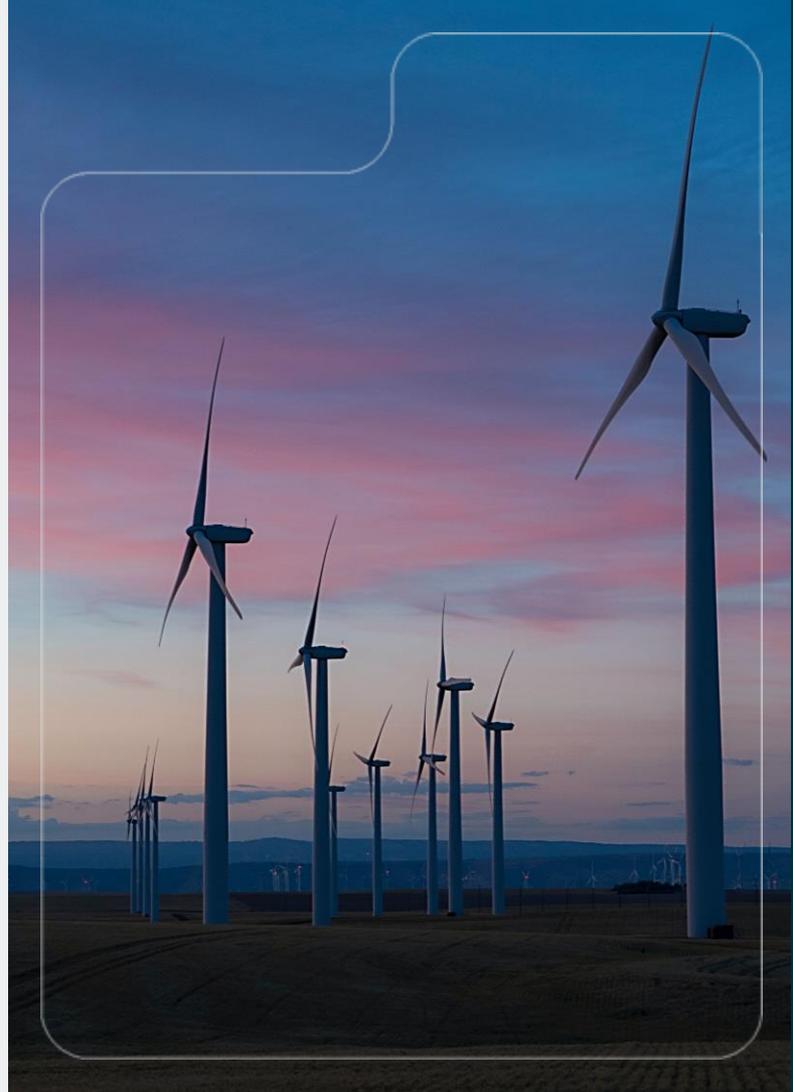


El Perú tiene un **alto potencial** para el desarrollo de energías renovables no convencionales, sobre todo solar.

PREGUNTAS DE POLÍTICA

¿HACE SENTIDO FOMENTAR DETERMINADOS TIPOS DE TECNOLOGÍA?

- Existen varios proyectos renovables no convencionales con costos cada vez más competitivos.
- La entrada de estos proyectos haría factible el cumplimiento de la meta oficial de aumentar la participación de esta fuente de energía en la matriz eléctrica (20% al 2030 según el MINAM).
- Es relevante analizar si se requiere fomento de la entrada de energías renovables en vista de que el mercado las está absorbiendo de forma paulatina, espontánea y en condiciones de mercado.



¿ESTÁ ORIENTADA LA POLÍTICA ENERGÉTICA A GARANTIZAR COMPETITIVIDAD Y SEGURIDAD EN EL SUMUNISTRO?

TRILEMA ENERGÉTICO



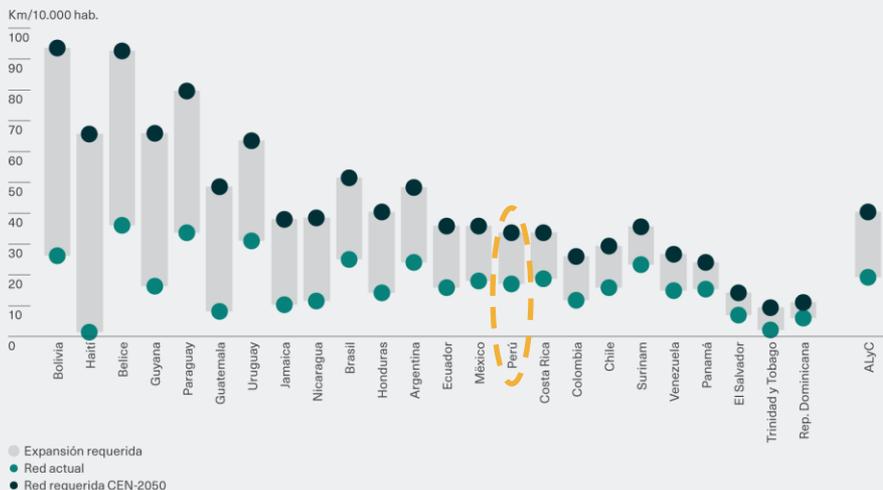
Medidas para lograr el equilibrio

- **Diversificación de Proyectos de Generación:** implementar una variedad de proyectos de generación de energía para disminuir la dependencia del diésel.
- **Regulación en Servicios Complementarios:** fomento a la inversión en tecnologías como baterías y en las líneas de transmisión para aumentar la eficiencia y estabilidad del sistema eléctrico.
- **Reimpulsar exploración de gas natural como combustible de transición.**

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

¿SIRVEN LOS ESFUERZOS DE TENER SUFICIENTE POTENCIA INSTALADA SI NO TENEMOS CÓMO LLEGAR AL CLIENTE FINAL?

Extensión de la red de transmisión y expansión requerida en el escenario de CEN para 2050



- A pesar de los avances en la red de transmisión del Perú, es evidente que aún hay una brecha que cubrir
- Perú debe duplicar su red actual de transmisión para cubrir su necesidad en el escenario de cero emisiones netas para 2050.
- Los concursos para licitaciones públicas a cargo de ProInversión se están demorando en salir.
- Solo en licitación, hay una demora entre dos a tres años.
- Esta situación agravaría si los planes de transmisión presentados por el COES se mantienen atrasados.

Fuente: CAF (2024)

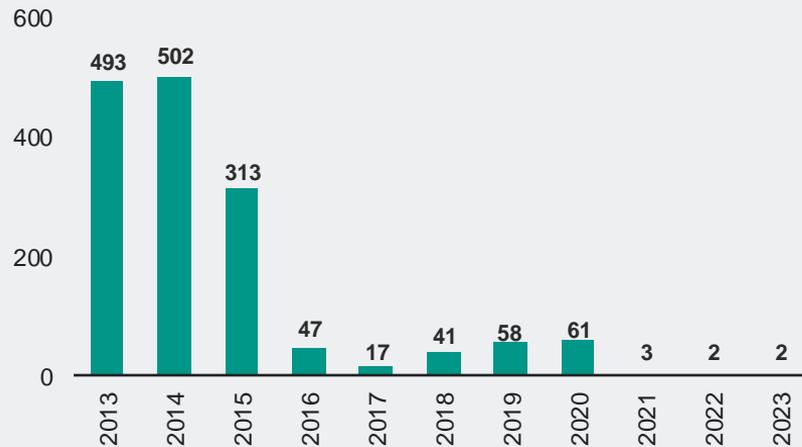
GAS NATURAL NO HA RECIBIDO SUFICIENTE ATENCIÓN

RESERVAS DE GAS NATURAL

Reservas probadas de gas natural
(Giga pies cúbicos)



Inversión en exploración de hidrocarburos
(Millones de US\$)



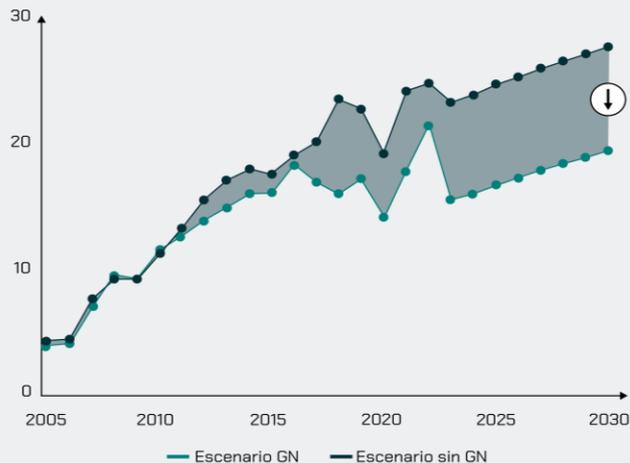
En 2023, apenas US\$2.1 millones se asignaron a actividades de exploración, enfocándose principalmente en yacimientos petroleros y **dejando de lado la búsqueda de nuevos reservorios de gas natural.**

ROL DEL GAS NATURAL

LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA INICIÓ HACE 20 AÑOS

Estimación de emisiones GEI al 2030

(millones de TCO₂eq en valor presente)



Hasta el 2023, el uso del gas natural habrá logrado **reducir las emisiones** de GEI en **104 millones de toneladas de CO₂eq**.

21% **menos emisiones** de CO₂eq en comparación a un escenario sin gas natural.

ROL DEL GAS NATURAL

LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA INICIÓ HACE 20 AÑOS

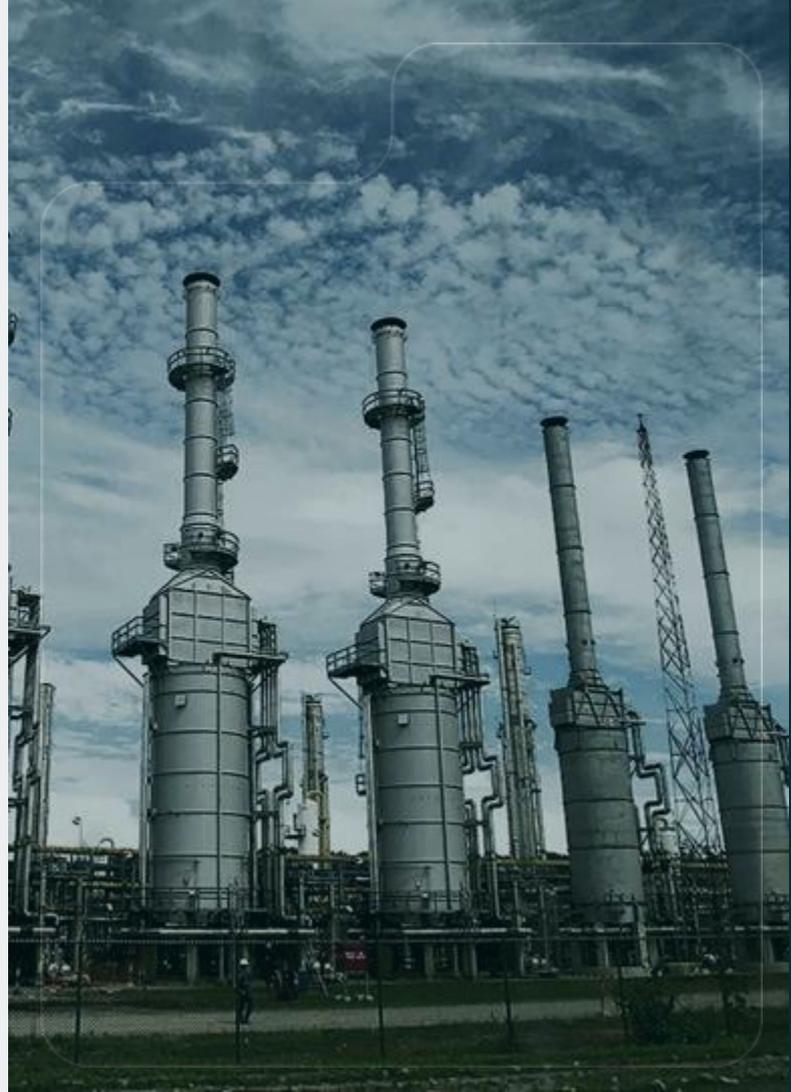


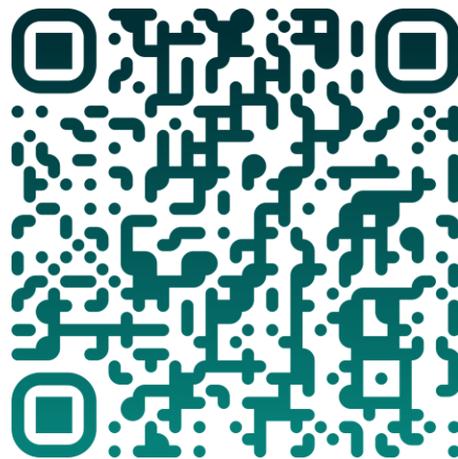
- **Un hogar** en Lima podría **ahorra S/2,100** al año al cambiar a gas natural su cocina, termo y secadora eléctrica.
- **Un taxista** en Lima puede ahorrar **S/ 17 mil** al año, mientras que un propietario de **un bus** a GNV, hasta **S/ 130 mil** al año.

PREGUNTAS DE POLÍTICA

¿CUÁL DEBERÍA SER LA POLÍTICA ENERGÉTICA EN EL PERÚ AL 2050?

¿QUÉ LECCIONES PODEMOS APRENDER DE LA EXPERIENCIA DE LOS PAÍSES DE LA REGIÓN?







Carlos Gomero

Socio en LQG Energy
& Mining

Organizan:

Congresista
DIANA
Gonzales

 PROPUESTAS DEL
BICENTENARIO

 RUMBO
ENERGÉTICO



Experiencia chilena sobre las ERNC

Carlos Gomero Rigacci

15.07.24

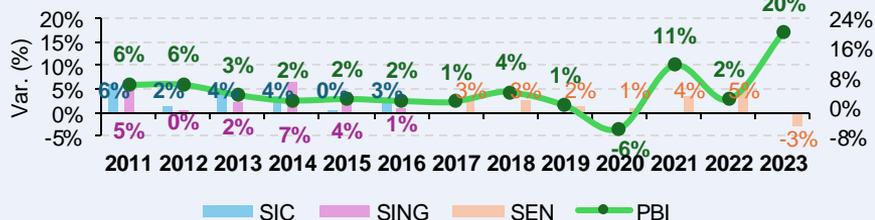
Chile: Situación del sistema eléctrico

Escasez de producción de energía eficiente.
Crecimiento exponencial de la demanda.
Nueva demanda por proyectos mineros aceleró la transición energética.

Pre-Reformas ERNC: Demanda de energía vs PBI

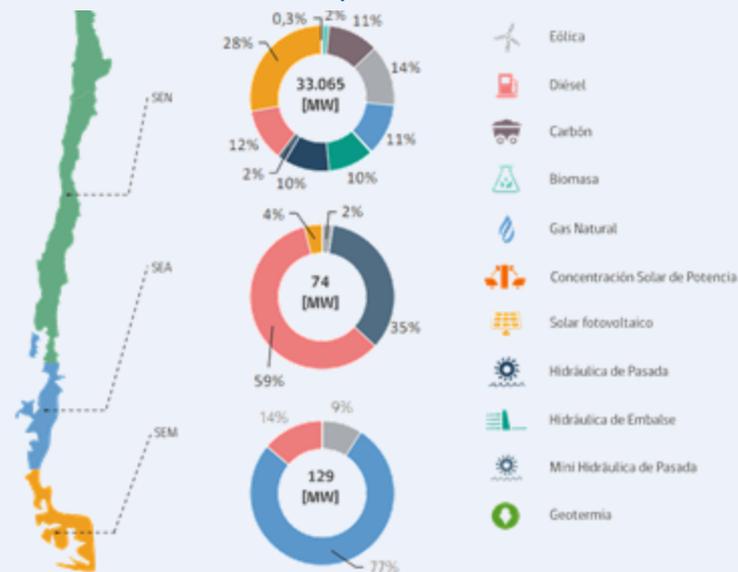


Post-Reformas ERNC: Demanda de energía vs PBI



Fuente: Comisión Nacional de Energía y World Bank Data | Elaboración propia.

Capacidad instalada por tecnología (Jun-24)



Fuente: Comisión Nacional de Energía.

Chile: Penetración de las ERNC

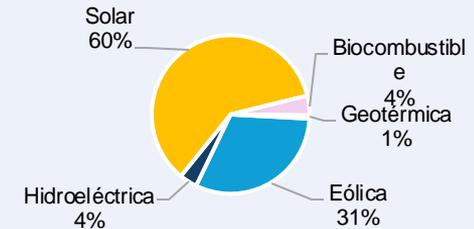
En el 2010, se apuesta por las ENRC (Ley N° 20.257 - Ley ERNC). Se “exigen” retiros con participación ERNC. Posteriormente, se promulga la Ley N° 20.698 (“Ley 20/25”). El objetivo de incorporación de renovables se cumplió el 2018. En ese momento, se planteó adelantar el objetivo de tener 70% de ERNC al 2050, para el 2030.

Chile cuenta con el mayor recurso solar de LATAM

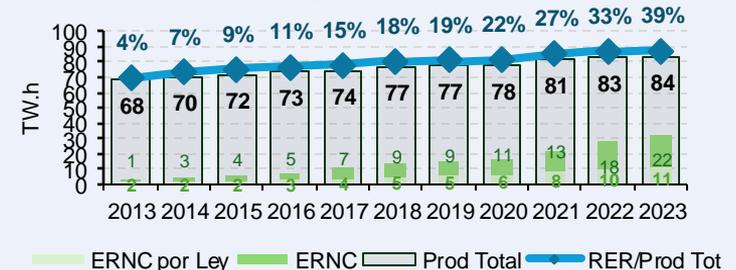


Fuente: Global Solar Atlas.

Capacidad instalada de ERNC (2023)



Despacho ERNC



Fuente: Comisión Nacional de Energía | Elaboración propia.

Chile: Costos de la electricidad

- El SEN se rige bajo un sistema marginalista basado en costos.
- Pese a la fuerte penetración ERNC, el sistema sigue marginando en diésel/carbón.
- Calendario de retiro acordado entre el Gobierno y los propietarios de centrales de carbón para el 2024 y 2040, pero se piensa adelantar para el 2030.
- Al 2023 siguen operando 20 centrales a carbón.
- Hay voces que hablan ya de un desmantelamiento de centrales a gas natural. El fin último es lograr la descarbonización total al 2050.

Precios de energía



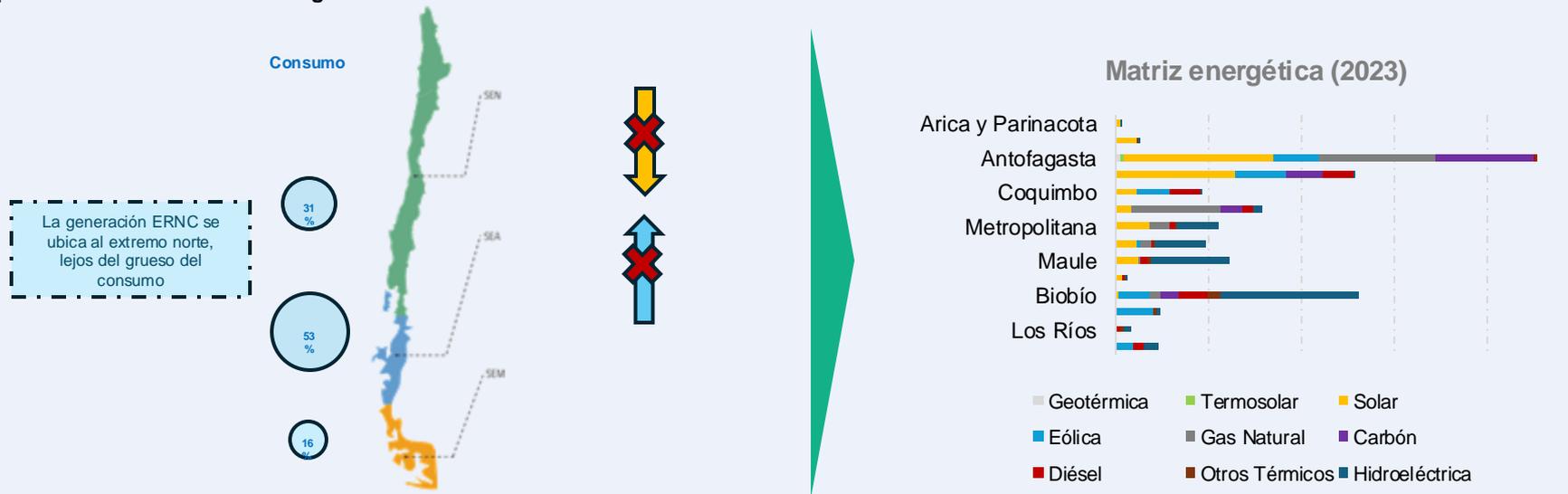
Fuente: Comisión Nacional de Energía | Elaboración propia.

La rápida respuesta de Chile respecto a la transición energética trajo consigo una serie de problemas técnicos que afecta a los usuarios del sistema.

Transmisión: Congestión v Vertimiento

Dada su geografía y demografía, los recursos renovables en Chile están alejados de los centros de consumo.

Se requiere un desarrollo más intensivo de los sistemas de transmisión. Se espera que los problemas de transmisión disminuyan recién en el 2030 con la operación de la LT Kimal Lo - Aguirre.



Fuente: Comisión Nacional de Energía | Elaboración propia.

Chile: Problemas a raíz de la apuestas por ERNC

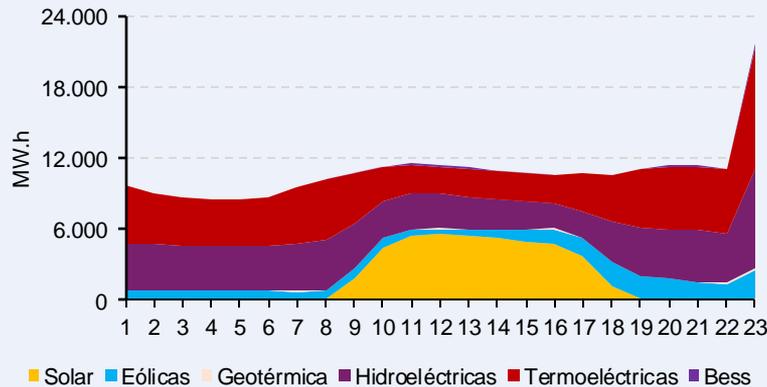
La rápida respuesta de Chile respecto a la transición energética trajo consigo una serie de problemas técnicos que afecta a los usuarios del sistema.

Servicios complementarios

Generación térmica forzada (mínimos técnicos Gas, Carbón).

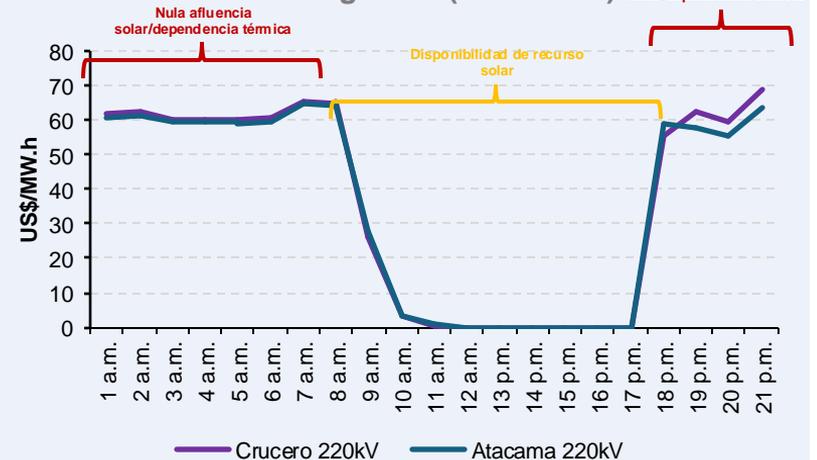
Curva de costos marginales muy variable (curva del pato). Extremos entre horas diurnas (de alta afluencia solar) y nocturnas (de uso térmico intensivo).

Perfil de despacho por tecnología
(11.07.2024)



Fuente: Comisión Nacional de Energía | Elaboración propia.

Costos marginales (12.07.2024)



Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional | Elaboración propia.

Chile: Problemas a raíz de la apuesta por ERNC

La rápida respuesta de Chile respecto a la transición energética trajo consigo una serie de problemas técnicos que afecta a los usuarios del sistema.

Servicios complementarios

Generación térmica forzada (mínimos técnicos Gas, Carbón).

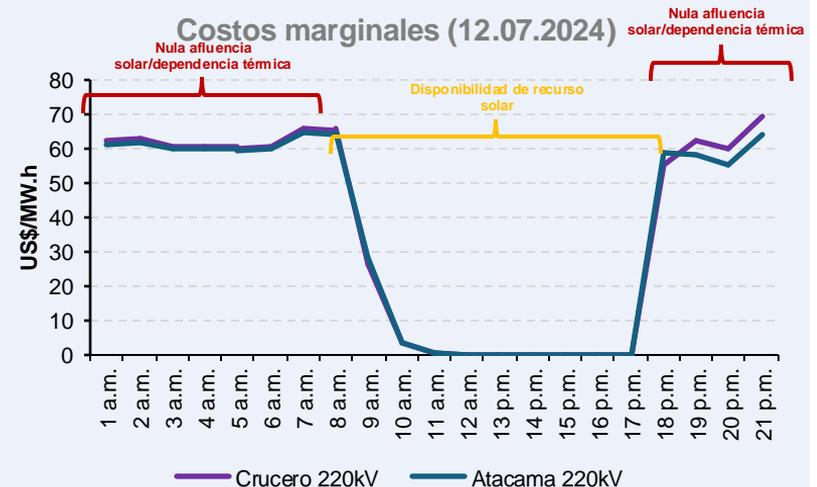
Curva de costos marginales muy variable (curva del pato). Extremos entre horas diurnas (de alta afluencia solar) y nocturnas (de uso térmico intensivo).

Diagrama de carga (12.07.2024)



Fuente: Comisión Nacional de Energía | Elaboración propia.

Costos marginales (12.07.2024)



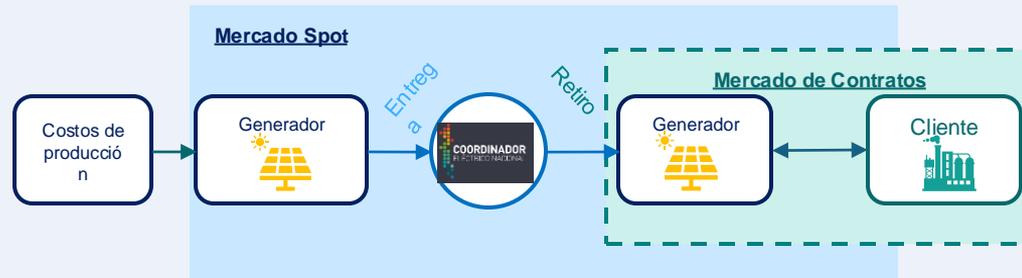
Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional | Elaboración propia.

Chile: Problemas a raíz de la apuesta por ERNC

La intermitencia de las ERNC no permite una estabilidad de los costos de energía durante día.
El riesgo sistémico derivó en problemas financieros para las empresas de generación ubicadas en el norte.
Algunas empresas no pudieron sostener o superar estos problemas financieros.

¿Por qué quebraron algunas empresas de ERNC?

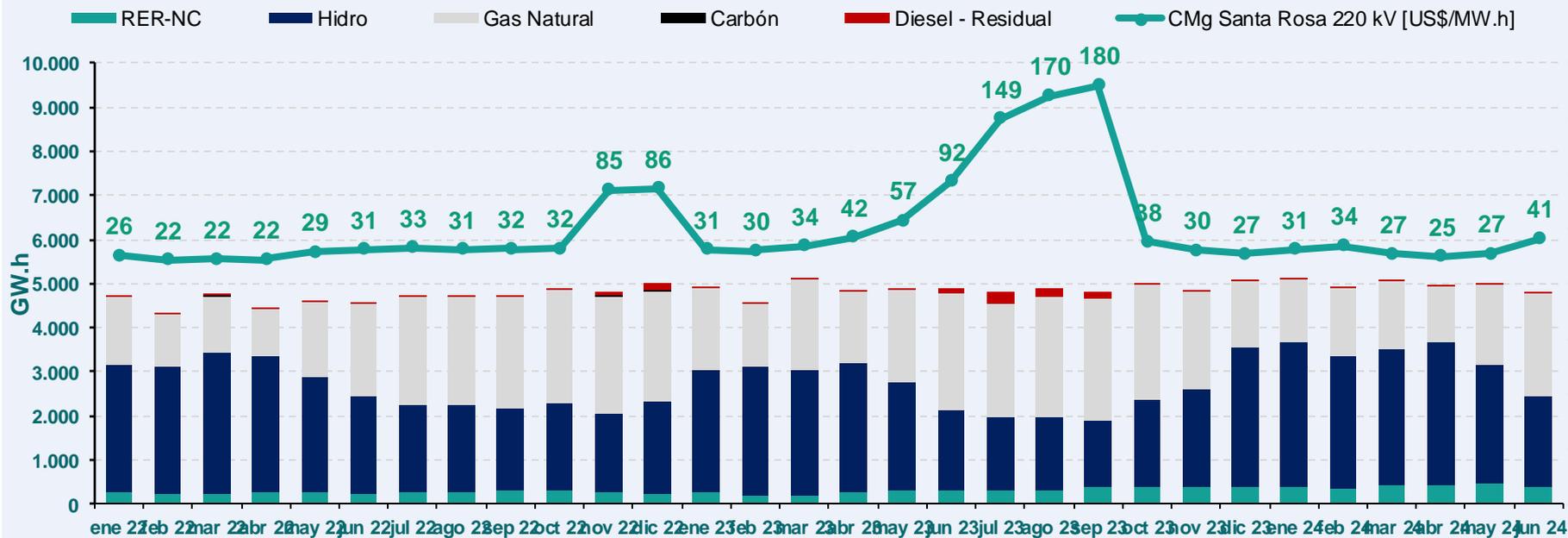
- Las centrales solares solo pueden despachar en el día. Los contratos eran compromisos de suministro por todo el día o en otros bloques horarios.
- En horas nocturnas, marginan las térmicas. El costo es sustancialmente mayor al precio pactado en los contratos.
- Algunas empresas solares incumplieron sus compromisos financieros y algunas se declararon en quiebra.
- Las quiebras pueden ser sistémicas: en el 2023 más de 50 pymes pudieron caer en insolvencia debido a la falta de pagos por parte de las empresas de ERNC (deudas de US\$ 120 millones).



Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional | Elaboración propia.

Perú: Situación del sector eléctrico

A diferencia de la experiencia chilena, nuestra matriz energética es limpia y eficiente en costos. Aun con ello, entre 2022 y 2023 se presentaron despachos con diésel.



Fuente: COES | Elaboración propia.

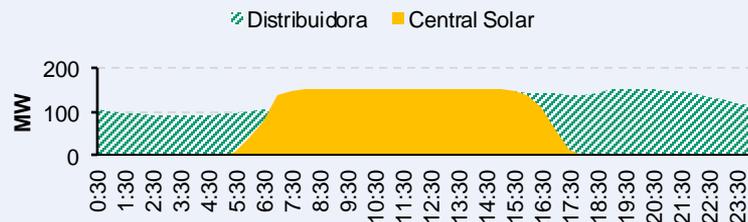
Perú: Cuidado con tomar el rumbo de Chile

La normativa del sector eléctrico y la oferta de generación será enfocada a promover mayor ERNC.

Estudios de Pre-Operatividad



Perfil de carga de Central Solar



Fuente: COES | Elaboración propia.

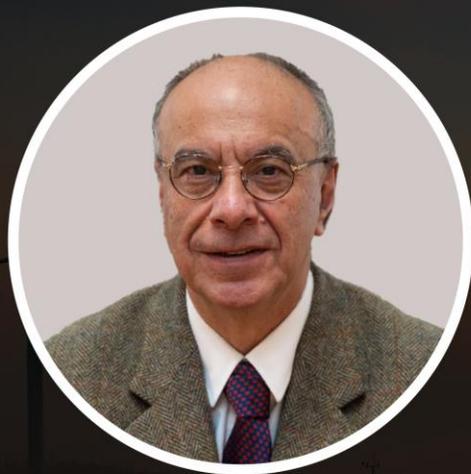
Separación de compras de potencia y energía / Bloques horarios, permitiría:

- (i) Que los generadores se comprometan a suministrar energía y/o potencia de forma independiente, y
- (ii) Que los generadores comprometan el suministro durante periodos que coincidan con su perfil de producción.

Otras propuestas relevantes

- ✓ Nueva metodología para calcular los precios en Barra.
- ✓ Programación vinculante de licitaciones de largo plazo.
- ✓ Regulación y Mercado de SSCC.

- En el Perú la transición energética inició hace 20 años con el Proyecto Camisea.
- El Perú apuró la aprobación del D.Leg. 1002 (“Ley de Promoción de ERNC”). Hasta hoy los usuarios han pagado US\$ 1600 millones en subsidios. A pesar de contar con una matriz de generación de fuentes renovables robustas (hidros y térmicas a gas natural).
- La incorporación de renovables en condiciones de mercado es una realidad. Aun con ello, la amenaza del uso del diésel en el SEIN, solo se puede eliminar con energía constante y confiable.
- Hay aspectos que están fuera del escenario de discusión: la transmisión y los costos sistémicos (SSCC).
- Hoy los SSCC en el SEIN son de apróx. 1.50 US\$/MW.h. Sin embargo, la entrada en masa de proyectos solares en el sur, podrían derivar a una situación similar a lo que experimenta la zona norte de Chile (hoy apróx. 14.00 US\$/MW.h).
- Finalmente, si hablamos del sector eléctrico y de sus reformas, ¿hablamos de transición energética en realidad?



Juan Benavides

Investigador Asociado
Fedesarrollo (Colombia)

Organizan:

Congresista
DIANA
Gonzales

 PROPUESTAS DEL
BICENENARIO

 RUMBO
ENERGÉTICO



La importancia del gas natural en el corto y mediano plazo, y cuantificación de costos directos de su remoción en la oferta de energía primaria en Colombia



Juan Benavides
Sergio Cabrales

Lima, 15 de julio de 2024

Agenda

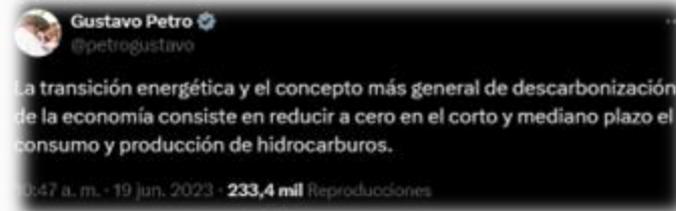
Objetivos

Mensajes centrales

El gas natural como energético indispensable en todos los plazos

Objetivos

- Antes presiones políticas, por una política de descarbonización acelerada, se buscó responder a 4 preguntas:
 - ✓ ¿Cuál debe ser la política pública para la transición energética en Colombia?
 - ✓ ¿Cuáles son las velocidades plausibles del consumo de energía, las emisiones de gases de efecto invernadero y del PIB?
 - ✓ ¿Cuáles serían los costos de una descarbonización acelerada?
 - ✓ ¿Qué papel debe jugar el gas natural en la transición energética de Colombia?



Presidente Petro anuncia que Colombia no firmará más contratos de exploración de hidrocarburos

El mandatario colombiano, Gustavo Petro, durante su participación en el Foro Económico Mundial en Davos, reiteró la decisión de su gobierno de no contratar más exploraciones de petróleo, gas y carbón como parte de la estrategia para combatir la crisis climática.

Mensajes centrales

- No existe una fuente energética que **domine sobre los demás en costos**, continuidad del servicio, emisiones y densidad volumétrica y de área.
- La crisis de energía en Europa Occidental, que ha sucedido a raíz de los cortes del gas natural por parte de Rusia, muestra **la precariedad a la que conduce la pretensión de electrificar toda la oferta energética** con fuentes no convencionales de energía renovable y de electrificar todo el consumo final en plazos cortos.
- El gas natural provee **energía firme en generación eléctrica, y energía densa para la industria y el consumo residencial con menores costos que el carbón y los combustibles líquidos**, y menores emisiones de gases de efecto invernadero por unidad energética consumida.

Mensajes centrales

- El reemplazo de gas natural por electricidad en calderas en los sectores de productos alimenticios, elaboración de bebidas, productos textiles, marroquinería, maderas y papel, que explican el 20% del consumo de todo el consumo de gas natural en toda la industria (después de excluir coquización y refinería), tiene un impacto negativo por el alto valor de la electricidad utilizada, que conduce a un mayor costo total de propiedad.
- El cambio instantáneo hacia sistemas industriales puramente eléctricos tiene un sobre costo de **COP\$ 13.8 billones** durante la vida útil de los nuevos equipos. Esto indica que las tecnologías eléctricas para suministrar calor directo e indirecto en la industria todavía no se encuentran en la frontera comercial, y su reemplazo súbito aumentaría sus costos de producción y reduciría su competitividad.



Capítulo 1. El gas natural como energético indispensable en todos los plazos

Consumo de energía y emisiones por sector en Colombia

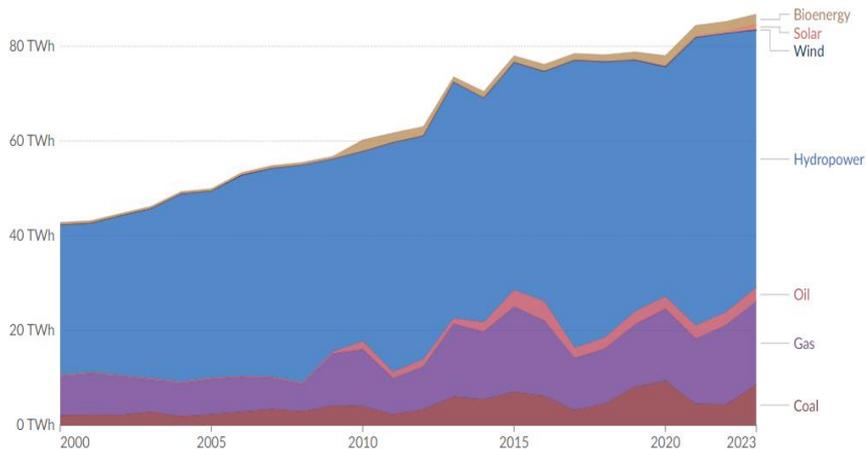
- El consumo per cápita de energía en Colombia en 2021 fue de **36 GJ/hab**, inferior al promedio de **América Latina (50 GJ/hab)** y casi la mitad del promedio del consumo per cápita mundial (74,1 GJ/hab).
- En 2018, las emisiones GEI por energía del país fueron de 1,60 toneladas de CO₂/hab, mientras que las de Suecia, Alemania y España fueron de 3,54, 8,55 y 5,52 ton CO₂/hab.
- El sector de energía no es el principal emisor de GEI, sino el **sector de agricultura, forestal y de cambio de uso del suelo (cerca del 55% de las emisiones)**.



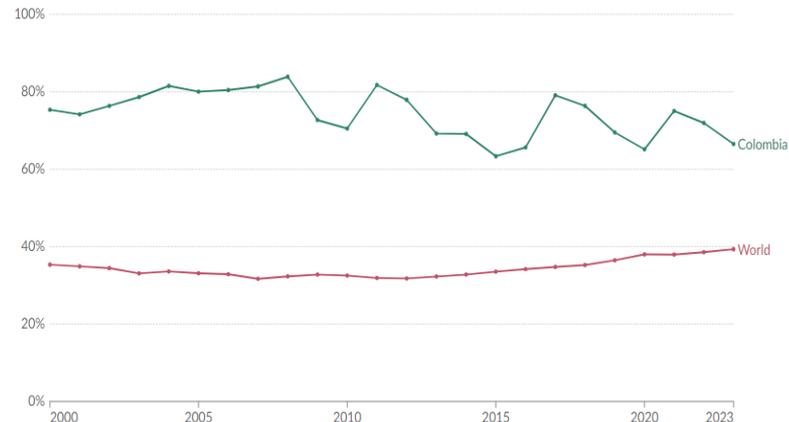
Fuente: <https://www.asoenergia.com/>

Similar a Perú, Colombia tiene una matriz eléctrica bastante limpia

Gráfica 1. Matriz de generación eléctrica por tipo de combustible



Gráfica 1.2 Porcentaje de electricidad generado por fuentes bajas en carbono*



* Fuentes nucleares y renovables (incluidas la solar, la eólica, la hidroeléctrica, biomasa y residuos, geotérmica y undimotriz y mareomotriz).

Fuente: Our World in Data (2024)

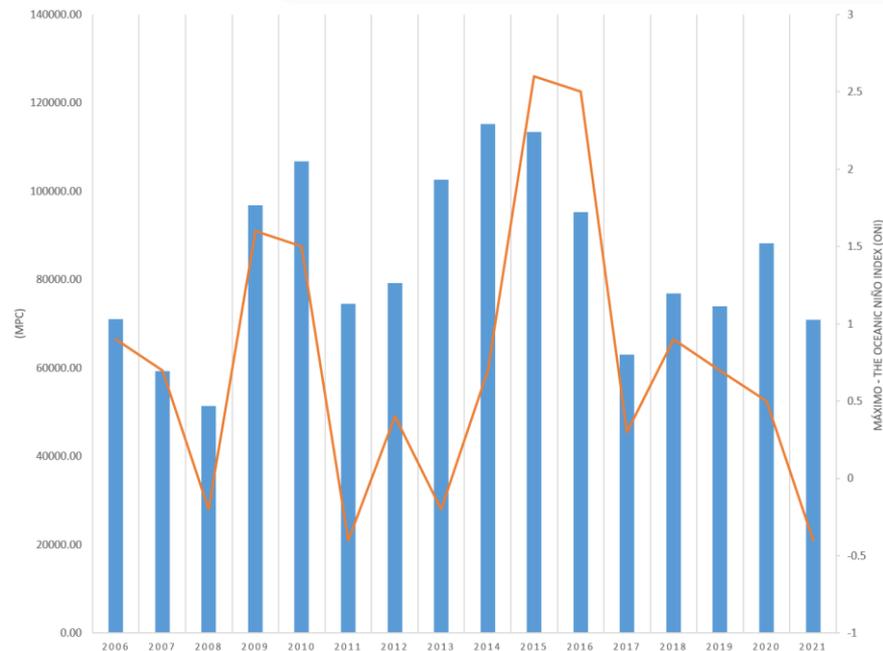
Costos de una descarbonización acelerada en Colombia

- Si el costo de reemplazar la generación eléctrica a gas natural por fuentes no convencionales con confiabilidad equivalente se cubriera con impuestos, el MHCP debería prepararse para desembolsar **COP\$ 93.7 billones**. Esta acción provocaría una reducción anual de 2.7 millones de toneladas de CO2 equivalente en el sector de generación eléctrica colombiano.
- Si el gobierno deseara que el cambio en el costo de propiedad al pasar de una estufa a gas a una estufa de inducción eléctrica para todos los hogares de estrato 1 y 2 fuera nulo, entonces necesitaría otorgar un subsidio de aproximadamente **COP\$ 6.5 billones de pesos** a dichos hogares.
- Por otro lado, si todos los hogares cambiaran de cocinar con gas a cocinar con electricidad, el gobierno dejaría de subsidiar las tarifas de gas en **COP\$ 7.1 billones en los próximos 10 años**, pero aumentaría el subsidio a las tarifas de electricidad en **COP\$ 2.5 billones**. En resumen, el aumento en los subsidios del gobierno equivaldría a **COP\$ 1.9 billones**.

¿Qué papel juega el gas natural en el corto plazo?

- En la actualidad, todos los colombianos utilizan directa o indirectamente el gas natural.
- Durante los últimos 8 años, aproximadamente el 10% de la energía eléctrica consumida en Colombia ha sido generada mediante plantas térmicas que utilizan gas.
- El número de hogares que emplean gas para la cocción de alimentos y el calentamiento de agua supera los 10 millones.
- Además, sectores como transporte, refinerías, cemento, acero, alimentos, papel y minería también lo utilizan en sus procesos productivos, principalmente a través de calderas y hornos.

Gráfica 2. Consumo anual de las centrales térmicas a gas versus el máximo del Oceanic Niño Index (ONI)

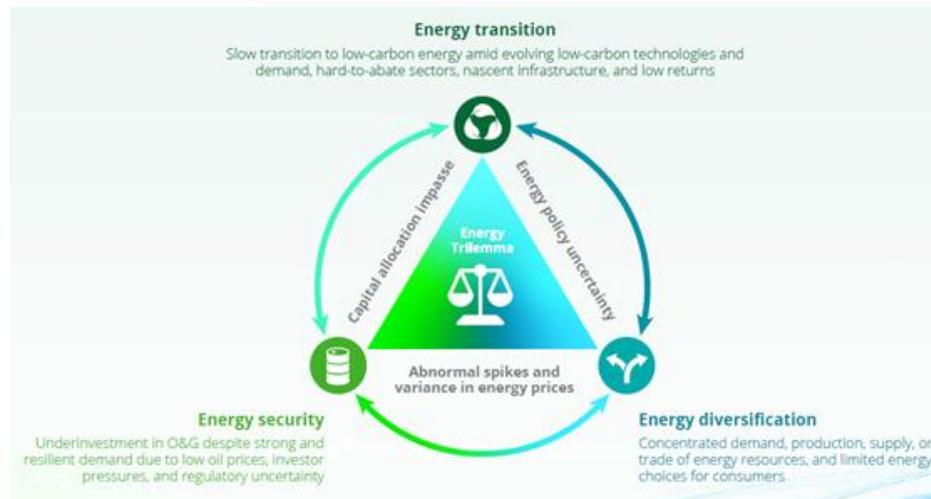


Fuente: Balance energético colombiano 2021 (UPME, 2023) y Cold & Warm Episodes by Season (NOOA, 2023)

1.4. ¿Qué papel juega el gas natural en el corto plazo?

- La pandemia y la ruptura de cadenas de valor, la guerra entre Rusia y Ucrania, la amenaza de corte de exportaciones energéticas como herramienta política, la vulnerabilidad de los países importadores de energía, y el alza de precios de energía y alimentos han dado lugar a timonazos en las políticas de transición energética de los países desarrollados, pasando de la economía del racionamiento a la 'economía del miedo'
- Algunos países de la UE han incluido a la energía nuclear y al gas natural dentro de la taxonomía verde y han invertido en capacidad de importación de LNG de países distintos a Europa del este.

Gráfica 4. El 'trilema' de la energía desde 2022



Fuente: Deloitte (2023).

Principales recomendaciones

- Colombia debe abrazar **las tecnologías más limpias** que **sean rentables** con el propósito de aumentar el consumo de energía por habitante.
- Adoptar una **política de portafolio** para desarrollar sus recursos energéticos.
- Proclamar una **política de apoyo al desarrollo del gas natural** por las dos décadas siguientes
- NO dismantelar activos que provean servicios esenciales y cuyo reemplazo sería **muy costoso por unidad de GEI removida**.
- Aumentar el fondeo para **investigación y desarrollo en energía**.
- Impulsar el **aprovechamiento de la biomasa residual** en los entornos rurales, y prepararse para la **transición justa en regiones productoras de carbón térmico**



Rumbo Energético:

“Transición Energética, la experiencia peruana y lecciones de la región”

Panelistas:



Felipe Cantuarias
Presidente SPH



María Julia Aybar
Vicepresidenta SNMPE



Brendan Oviedo
Presidente SPR



César Butrón
Presidente COES



Moderador:

Arturo Vásquez
Director General de
Investigación - GERENS

Organizan:





José Neil Meza

Director General de
Eficiencia Energética
- MINEM

Organizan:

Congresista
DIANA
Gonzales

 PROPUESTAS DEL
BICENENARIO

 RUMBO
ENERGÉTICO



PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas



Rumbo Energético: Transición Energética, la experiencia peruana y lecciones de la región

Avances desde el Ejecutivo y Política Energética Nacional 2050

Dr.Sc. José Meza Segura
Dirección General de Eficiencia Energética

2024



Política Energética Nacional 2010 – 2040

Objetivos relacionados a transición energética



Un sistema energético que satisface la demanda nacional de energía de manera confiable, regular, continua y eficiente, que promueve el desarrollo sostenible y se soporta en la **planificación** y en la investigación e innovación tecnológica continua.

Planificación Energética

“Debe ser concebida como una herramienta fundamental de la política energética.”

“el rol de la planificación es concretar, dar operatividad de modo coherente a los lineamientos establecidos dentro de la política energética.

“La búsqueda del mayor consenso posible para las acciones previstas en el plan resulta de vital importancia para la viabilidad del plan.”



Directivas recientes relacionadas

1. DS N° 095-2022-PCM Plan Estratégico de Desarrollo Nacional al 2050.

- ✓ Hidrógeno del agua para exportación y uso interno
- ✓ Masificación del gas natural para seguridad y transición
- ✓ Uso intensivo de la movilidad eléctrica
- ✓ Uso de energía solar con sistemas de generación distribuida
- ✓ Biomasa para economía circular.
- ✓ Geotermia en generación eléctrica y calefacción en zonas aisladas

2. RM N° 165-2023-MINEM/DM Grupo de Trabajo de Hidrogeno Verde: proponer alternativas regulatorias y promocionales que impulsen y viabilicen el desarrollo de proyectos relacionados al hidrógeno verde en el país.

3. RS N° 006-2019-EM crea la CRSE tiene como función de elaborar informes técnicos y propuestas de medidas que proyecten al sector eléctrico dentro de estándares y buenas prácticas internacionales y aseguren su desarrollo sostenible.

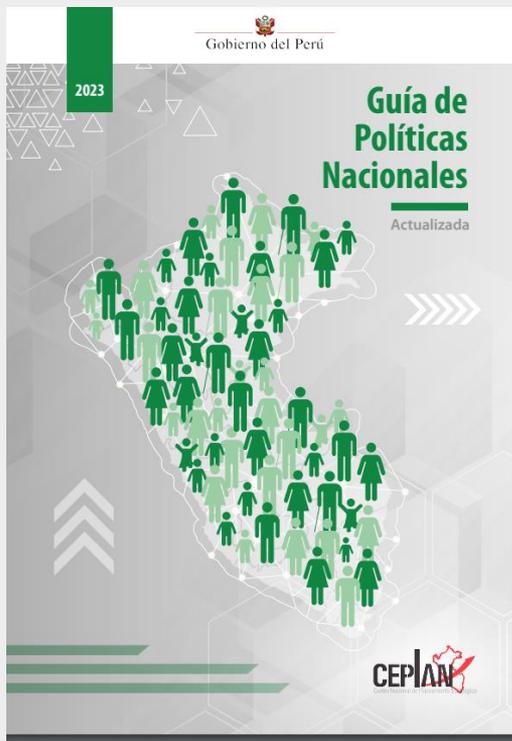
4. R.M N° 278-2023-MINEM/DM, aprueba la Hoja de Ruta de las Redes Eléctricas Inteligentes, permitirá un mayor uso de energías renovables y tecnologías limpias y, sobre todo, orientado al empoderamiento del consumidor como el centro del nuevo paradigma.

5. DS N°003-2022-MINAM, declara de interés nacional la emergencia climática, de las acciones prioritarias:

- ✓ Incremento de energías renovables no convencionales en la generación eléctrica (20% al 2030 por competencia) y otros usos.
- ✓ Desarrollo de tecnologías, uso y producción de hidrógeno verde.
- ✓ Uso eficiente de la energía en sectores público, productivo, servicios, residencial y transporte.
- ✓ Electromovilidad con énfasis en transporte urbano



CEPLAN (DS 029-2018-PCM) Reglamento que regula las políticas nacionales y Políticas sectoriales aprobadas



POLITICA NACIONAL	NORMA QUE APRUEBA LA FORMULACIÓN	FECHA DE EMISIÓN	NORMA QUE APRUEBA LA POLÍTICA NACIONAL	FECHA DE EMISIÓN	TIEMPO DE FORMULACIÓN
POLÍTICA NACIONAL DEL AMBIENTE AL 2030	Resolución Ministerial N° 242-2019-MINAM	16/08/2019	D.S. N° 023-2021-MINAM	22/07/2021	1 año 11 meses 6 días
POLÍTICA NACIONAL DE ACUICULTURA AL 2030	Resolución Ministerial N° 301-2019-PRODUCE	5/07/2019	001-2023-PRODUCE	26/01/2023	3 año 6 meses 21 días
POLÍTICA NACIONAL MULTISECTORIAL DE SEGURIDAD VIAL AL 2030	política no incluida en la lista sectorial, inicio con análisis de pertinencia	20/01/2020	D.S. 009-2023-MTC	24/06/2023	3 año 5 meses 4 días
POLÍTICA NACIONAL MULTISECTORIAL PARA LAS PERSONAS ADULTAS MAYORES AL 2030	Resolución Ministerial N° 194-2019-MIMP	24/07/2019	D.S. N° 006-2021-MIMP	5/06/2021	1 año 10 meses 11 días
POLÍTICA NACIONAL MULTISECTORIAL EN DISCAPACIDAD PARA EL DESARROLLO AL 2030	Resolución Ministerial N° 194-2019-MIMP	24/07/2019	D.S. N°007-2021-MIMP	5/06/2021	1 año 10 meses 11 días



Compromiso del MINEM para actualizar la Política Energética Nacional 2010-2040 y avance realizado

RM 242-2019-MINEM/DM – MINEM asume compromiso de actualizar el PEN

Se cuenta con un borrador de actualización del PEN – promovido por OGPP – MINEM (guía ant. CEPLAN)



MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS

Resolución Ministerial No. 242-2019-MINEM/DM

Lima, 21 de agosto de 2019

SE RESUELVE:

Artículo 1.- Aprobación de la Lista Sectorial de Políticas Nacionales bajo rectoría o conducción del Ministerio de Energía y Minas

Aprobar la lista sectorial de Políticas Nacionales bajo rectoría o conducción del Ministerio de Energía y Minas, que será actualizada en el marco de lo previsto en la Segunda Disposición Complementaria Transitoria del Reglamento que regula las Políticas Nacionales, aprobado por Decreto Supremo N° 029-2018-PCM, de acuerdo al siguiente detalle:

- Política Energética Nacional del Perú 2010 - 2040.

Proceso de Actualización de Políticas Nacionales del Sector Energía y Minas

“Política Energética Nacional del Perú 2010-2040”

Oficina General de Planeamiento y Presupuesto

Etapa 1: Diseño

Paso 1: Delimitación del problema público

Paso 2: Enunciación y estructuración del problema público



Compromiso del MINEM para actualizar la Política Energética Nacional 2010-2040 y avance realizado



MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS

Resolución Ministerial

N° 107-2024-MINEM/DM

Lima, 15 MAR. 2024

SE RESUELVE:

Artículo 1.- Creación del Grupo de Trabajo

Créase el Grupo de Trabajo Sectorial de naturaleza temporal del sector energía y minas, para diseñar y formular la propuesta de Política Energética Nacional al 2050.

Artículo 2.- Objeto

El Grupo de Trabajo Sectorial tiene por objeto diseñar y formular la Política Energética Nacional al 2050, a fin de asegurar el suministro de energía, proteger al consumidor, fomentar la competitividad de la economía nacional y reducir el impacto ambiental negativo del uso y consumo de los energéticos.

Artículo 3.- Conformación del Grupo de Trabajo

3.1 El Grupo de Trabajo está conformado por:

- El/La Ministro/a de Energía y Minas o su representante
- El/La Viceministro/a de Electricidad o su representante.
- El/La Viceministro/a de Hidrocarburos o su representante.
- Un/a (1) representante de la Dirección General de Eficiencia Energética.
- Un/a (1) representante de la Dirección General de Electricidad.
- Un/a (1) representante de la Dirección General de Electrificación Rural.
- Un/a (1) representante de la Dirección General de Asuntos Ambientales de Electricidad.
- Un/a (1) representante de la Dirección General de Hidrocarburos.
- Un/a (1) representante de la Dirección General de Asuntos Ambientales de Hidrocarburos.
- Un/a (1) representante de la Oficina General de Gestión Social.
- Un/a (1) representante de la Oficina General de Planeamiento y Presupuesto.

Artículo 6.- Secretaría Técnica

La Secretaría Técnica del Grupo de Trabajo recae en la Dirección General de Eficiencia Energética del Ministerio de Energía y Minas, quien asume la responsabilidad administrativa y de coordinación operativa para el funcionamiento del Grupo de Trabajo; siendo responsable de llevar el registro de los acuerdos y toda la documentación que se genere; así como, de reportar periódicamente a la Presidencia del Grupo de Trabajo.

Artículo 9.- Periodo de Vigencia

El Grupo de Trabajo tiene una vigencia de quinientos cuarenta (540) días calendario, contados a partir de la fecha de aprobación de la presente Resolución Ministerial.



FORMULACIÓN DE POLÍTICA NACIONAL



En proceso de desarrollo Entregable 1



ANTECEDENTES A TOMAR EN CUENTA





ACTUAL POLÍTICA ENERGÉTICA NACIONAL 2010 – 2040



Objetivos de la política energética

1. Diversificación (Matriz energética)
2. Competitividad
3. Acceso universal
4. Eficiencia energética
5. Autosuficiencia energética
6. Minimizar impacto ambiental
7. Desarrollar la industria del gas natural
8. Institucionalidad sector energía
9. Integración regional y seguridad

PLAN ENERGÉTICO NACIONAL 2014-2025

Documento de Trabajo

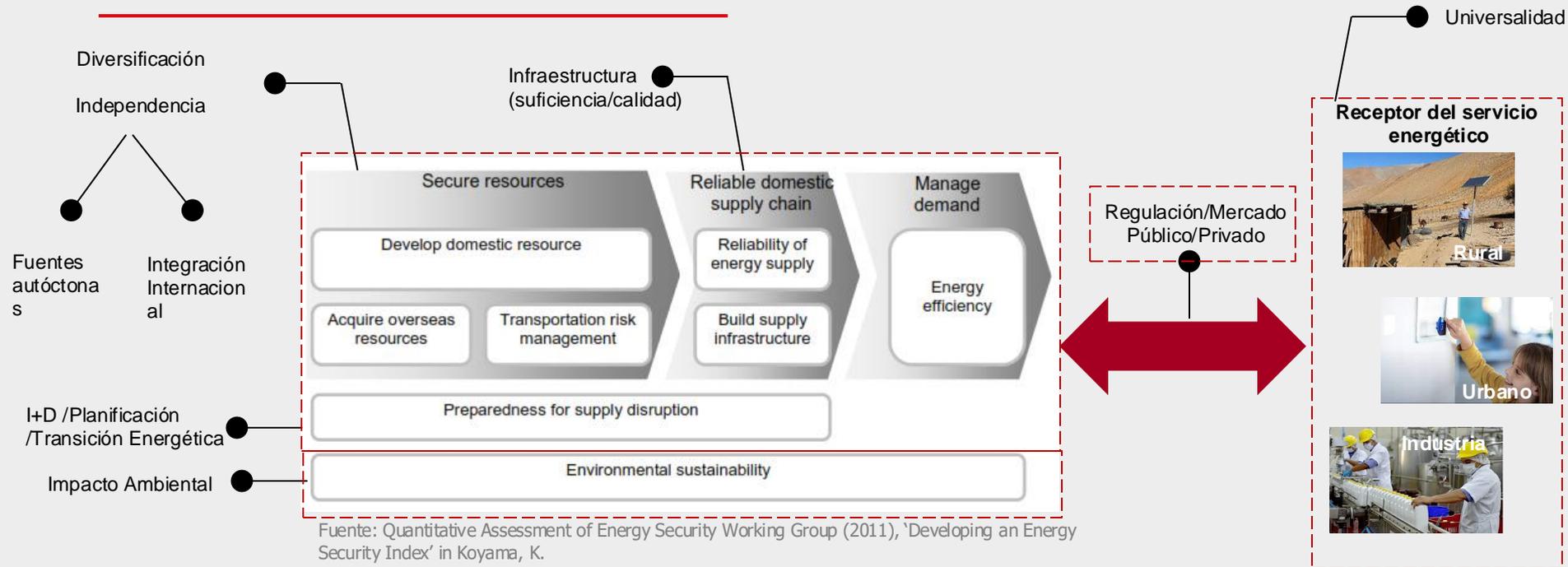
Abastecimiento energético competitivo

Seguridad y acceso universal

Mínimo impacto ambiental y bajas emisiones de carbono

¿Temas de interés?

SEGURIDAD ENERGÉTICA COMO PROBLEMA PÚBLICO

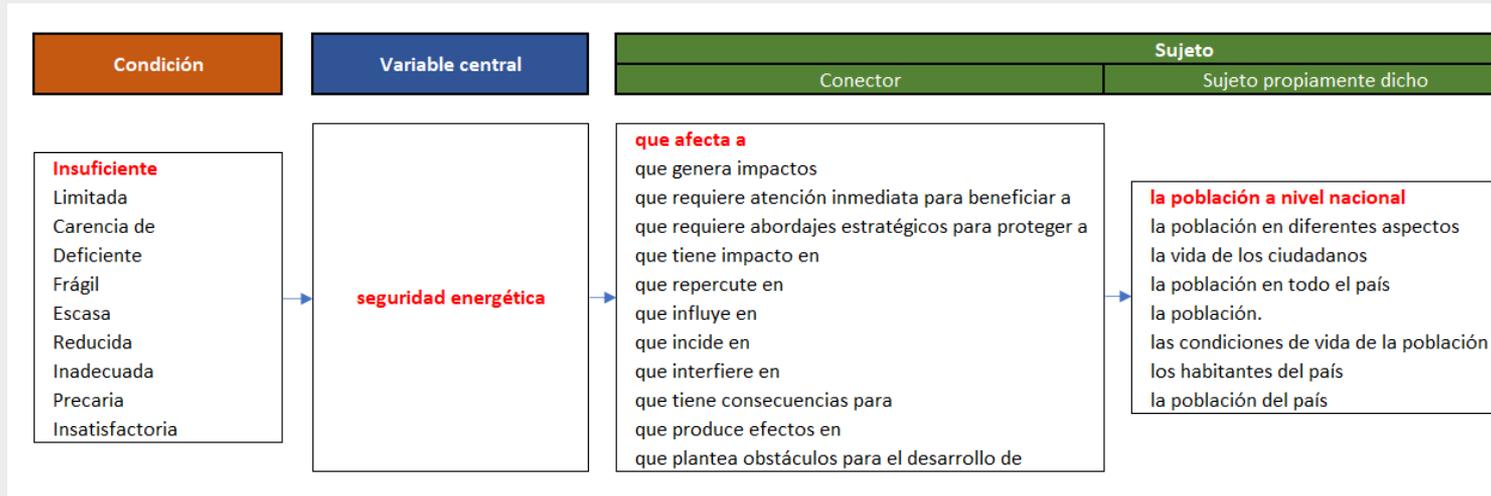


- Aseguramiento, abastecimiento, sostenibilidad.
 - Resiliencia y confiabilidad.
 - Accesibilidad

- Asequibilidad.
 - Servicios Energéticos



ENUNCIACIÓN DEL PROBLEMA PÚBLICO



PROBLEMA PÚBLICO:

Insuficiente Seguridad Energética que afecta a la población a nivel nacional

REFERENCIAS INTERNACIONALES SOBRE SEGURIDAD ENERGÉTICA



Disponibilidad ininterrumpida de las fuentes de energía a un precio asequible.

A largo plazo que se ocupa principalmente de las inversiones oportunas para suministrar energía en función de la evolución económica y las necesidades ambientales.

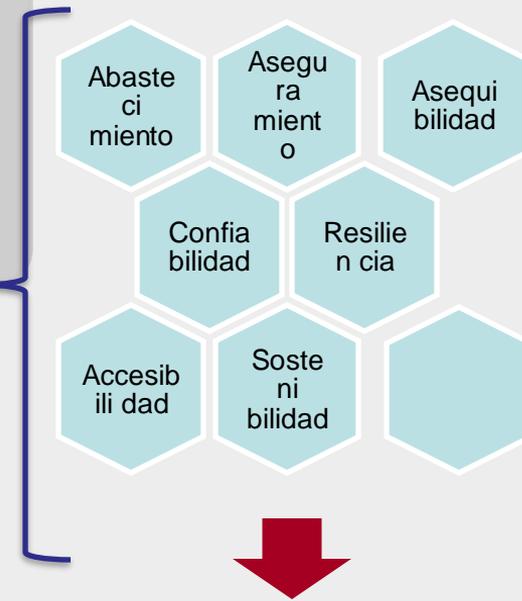
A corto plazo se centra en la capacidad del sistema energético para reaccionar con prontitud ante cambios repentinos en el equilibrio entre oferta y demanda

Capacidad de una nación para satisfacer la demanda de energía actual y futura de manera confiable, resistir y recuperarse rápidamente de las crisis del sistema con una interrupción mínima de los suministros. La dimensión abarca la eficacia de la gestión de las fuentes de energía nacionales y externas, así como la confiabilidad y resiliencia de la infraestructura energética.

Capacidad de una economía para garantizar la disponibilidad del suministro de recursos energéticos de una manera sostenible y de manera oportuna con el precio de la energía en un nivel que no afectará negativamente el desempeño económico.

Cuatro dimensiones:

- Disponibilidad de los recursos.
- Accesibilidad a los recursos.
- Aceptabilidad social.
- Asequibilidad de los recursos.



Servicios Energéticos para el consumidor nacional

CONCEPTOS CLAVE EN SEGURIDAD ENERGÉTICA

Seguridad Energética
Capacidad de un país para garantizar la disponibilidad de los servicios energéticos de una manera sostenible, confiable, socialmente aceptable y a precios asequibles.

Abastecimiento: Suministro y distribución de recursos energéticos para satisfacer las necesidades de la sociedad (infraestructura).

Accesibilidad: Disponibilidad física de fuentes de energía para satisfacer las necesidades básicas de la población (aspecto social).

Aceptabilidad: Medida en que la población, las comunidades y otros actores encuentran satisfactorias y aceptables las soluciones, políticas o tecnologías energéticas (aceptación).

Asequibilidad: Costos asociados con la obtención y el uso de la energía razonables para la mayoría, evitando barreras económicas que puedan limitar el acceso a servicios energéticos esenciales (aspecto económico).

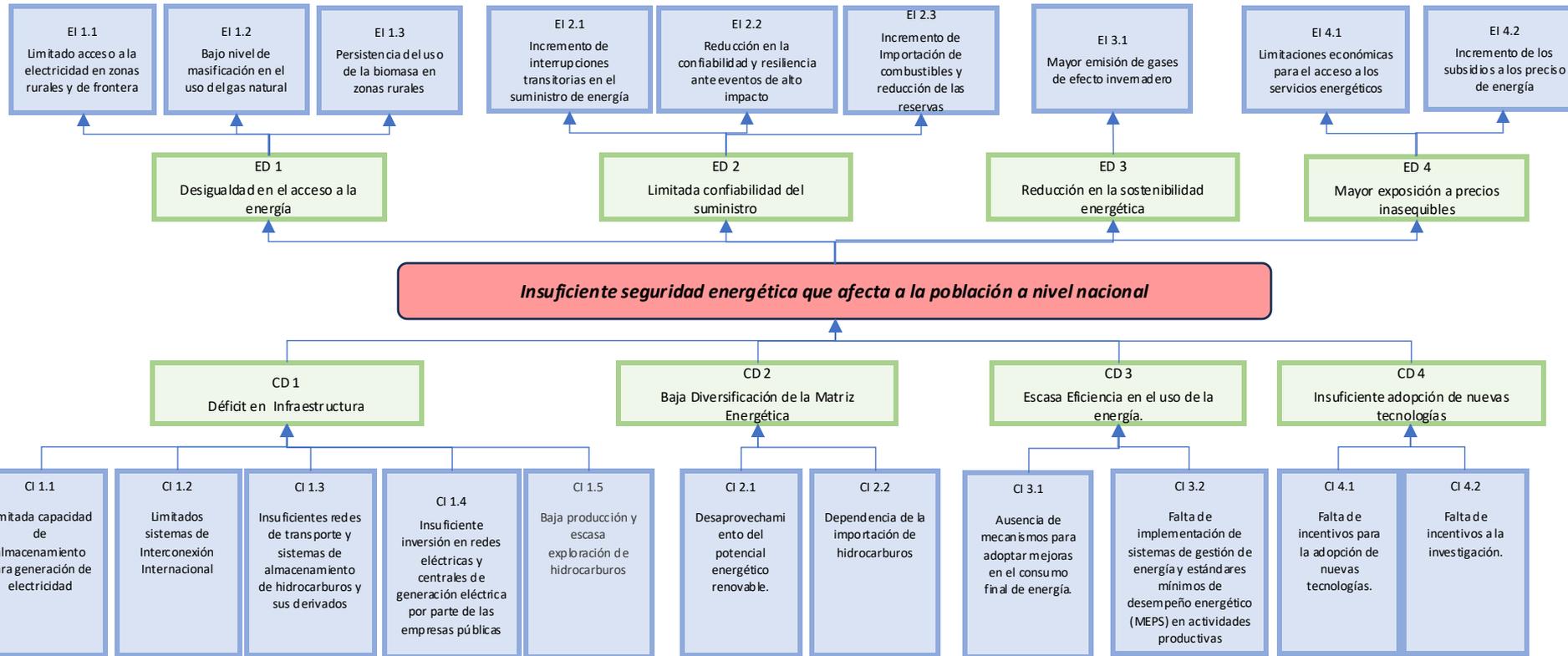
Confiabilidad: Capacidad para proporcionar un suministro constante y seguro de energía cumpliendo con las demandas de los usuarios finales (interrupciones).

Resiliencia: Capacidad de mantener la continuidad en el suministro de energía y minimizar los impactos negativos en el funcionamiento del sistema ante perturbaciones o interrupciones, ya sean de origen natural o humano (adaptabilidad o flexibilidad).

Servicios Energéticos: Servicios suministrados en actividades como exploración, producción, procesamiento y transporte, así como en la comercialización y suministro de energía al consumidor final.

Sostenibilidad: Capacidad de satisfacer las necesidades energéticas actuales sin comprometer la capacidad de las generaciones futuras para cubrir sus propias necesidades.

ELABORACIÓN DEL MODELO: ÁRBOL DE PROBLEMAS





PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas



GRACIAS

Rumbo Energético:

*“Transición Energética, la experiencia peruana
y lecciones de la región”*

Organizan:

Congresista
DIANA
Gonzales

 PROPUESTAS DEL
BICENENARIO

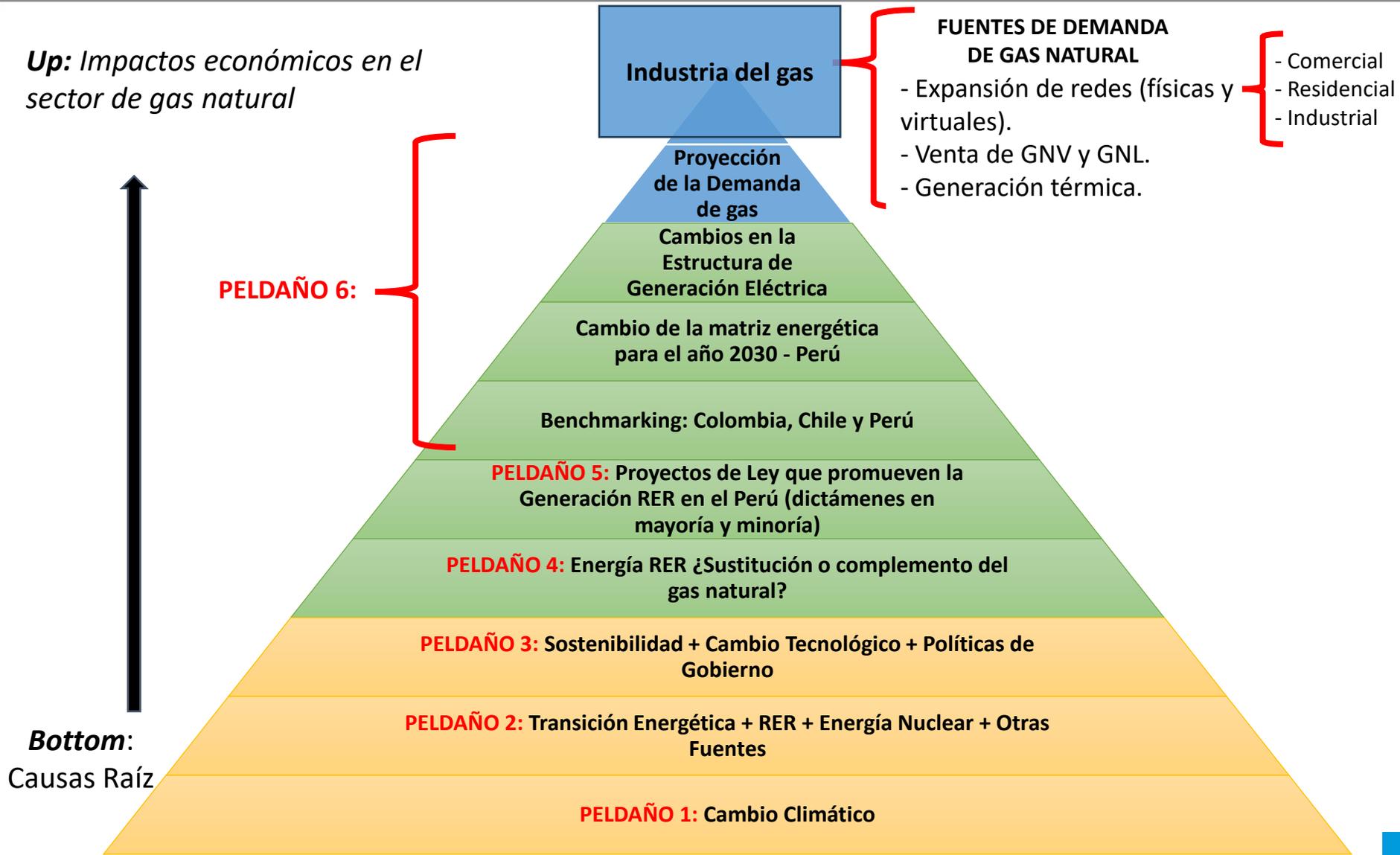
 RUMBO
ENERGÉTICO

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

ALTERNATIVA REGULATORIA

Julio 2024

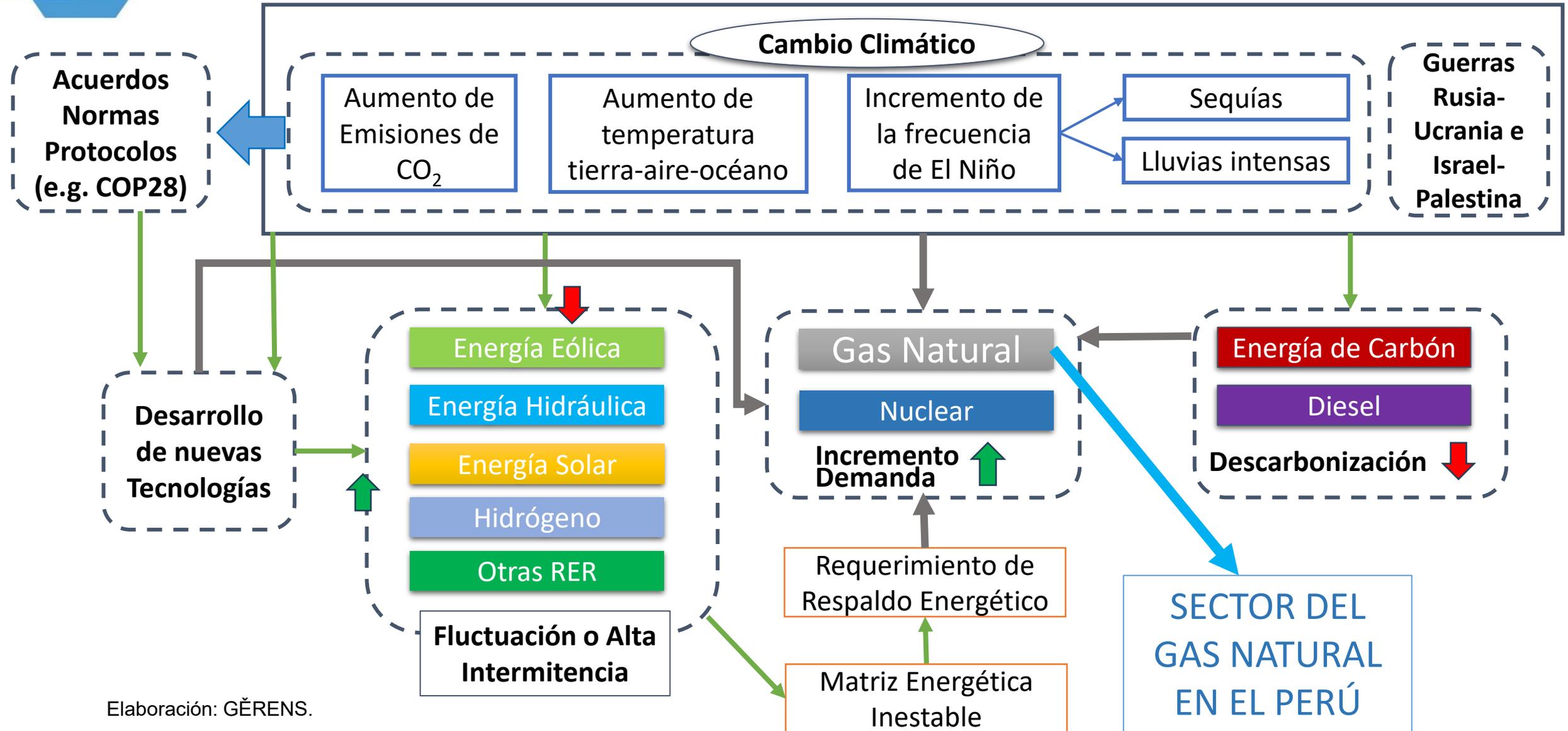
METODOLOGÍA BOTTOM-UP DE CAUSA - EFECTO



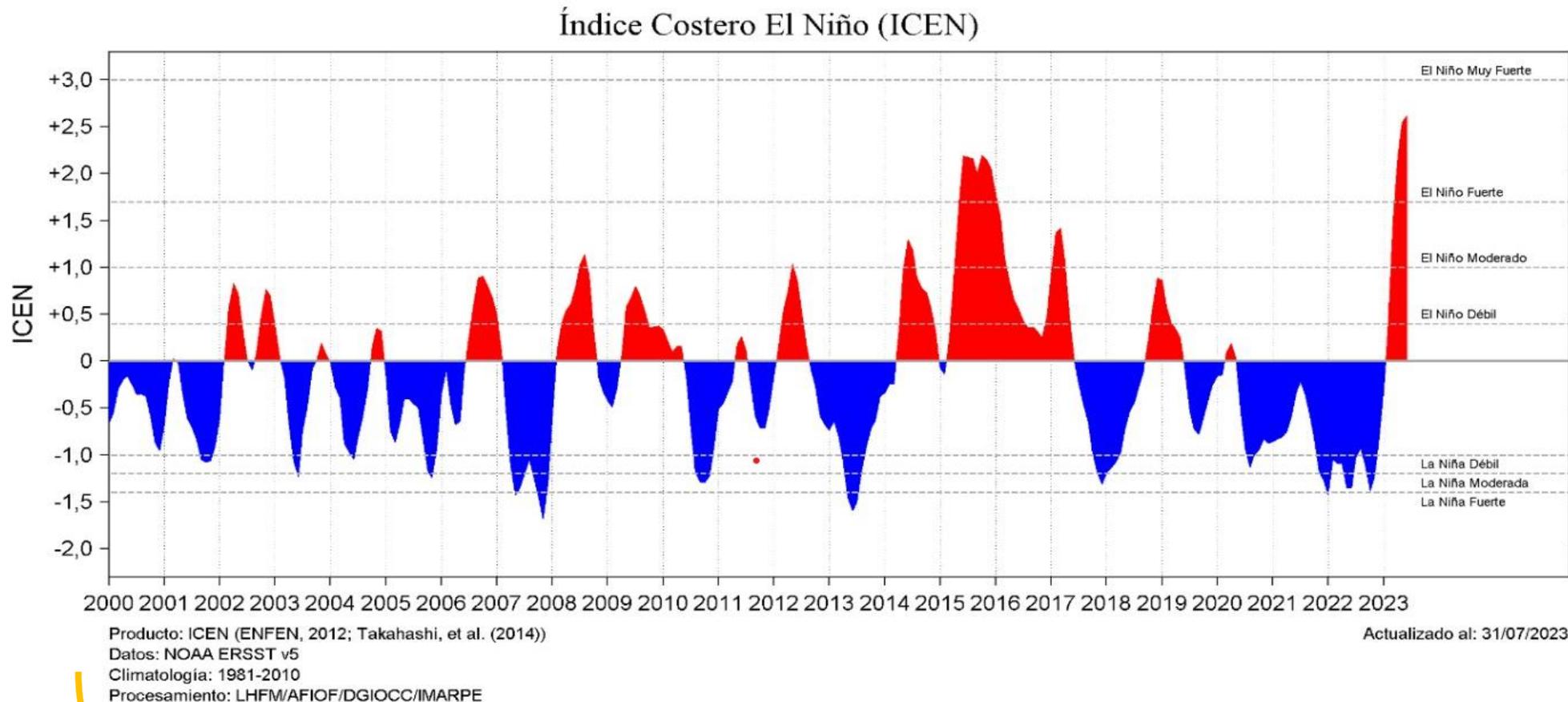
Elaboración: GĚRENS.

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

CAMBIO CLIMÁTICO – Efectos a nivel mundial



CAMBIO CLIMÁTICO – ENSO en el Perú



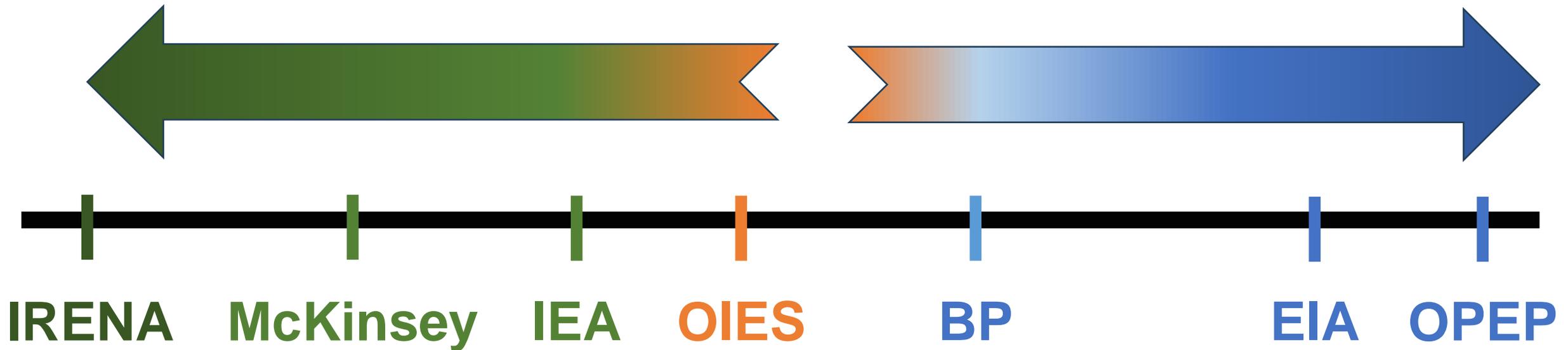
Antes del **2010** el fenómeno del niño ha sido **débil**. Luego, se observa que este fenómeno es más recurrente y se caracteriza por ser de mayor intensidad. Lo mismo ocurre con el Fenómeno de la Niña. Aparentemente, **la tendencia** muestra que hay una situación que **se agrava** con el pasar de los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

Elaboración: GĚRENS.

TRANSICIÓN ENERGÉTICA – Agencias Internacionales

+ RER

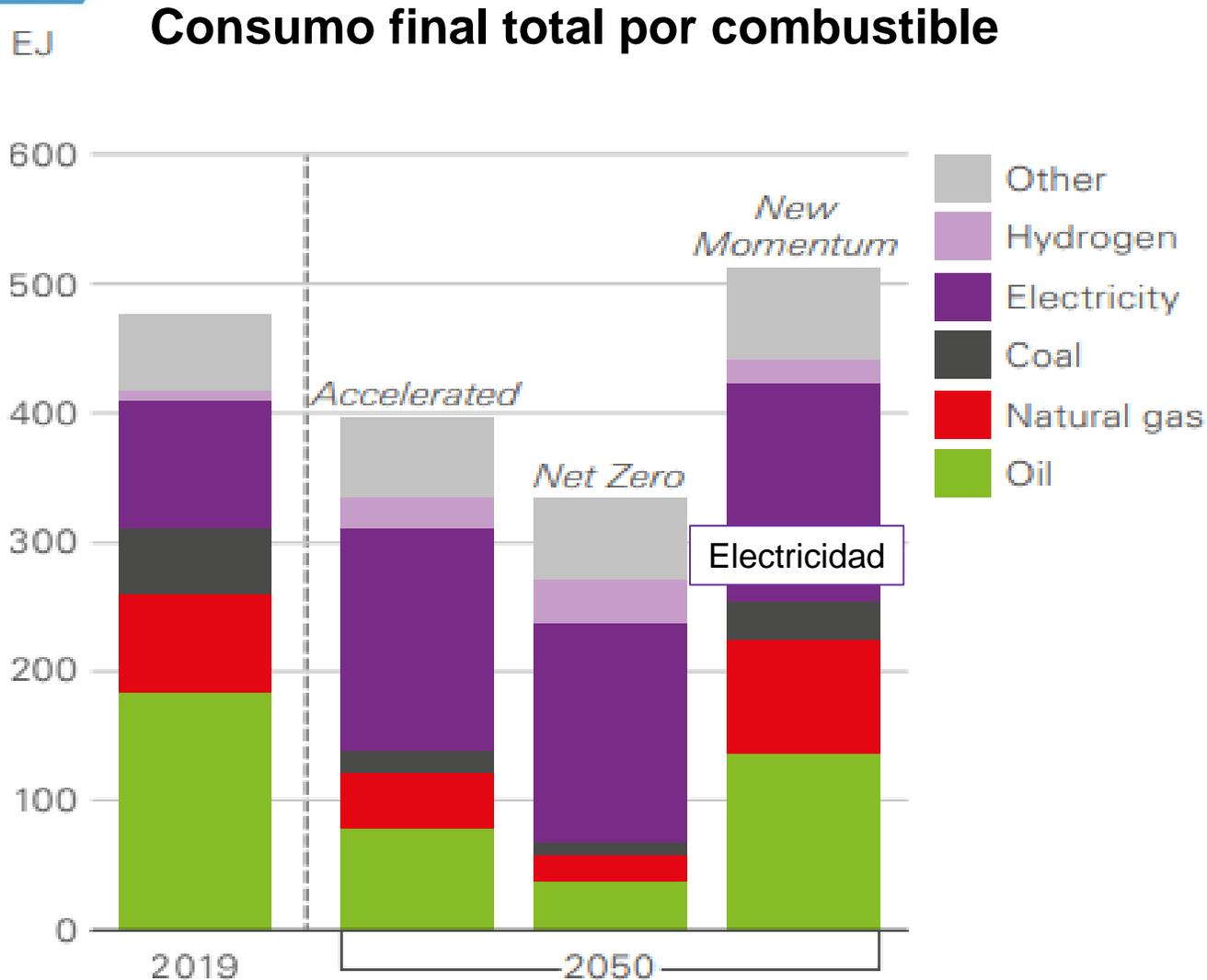
+ GAS NATURAL



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 neutrales 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.

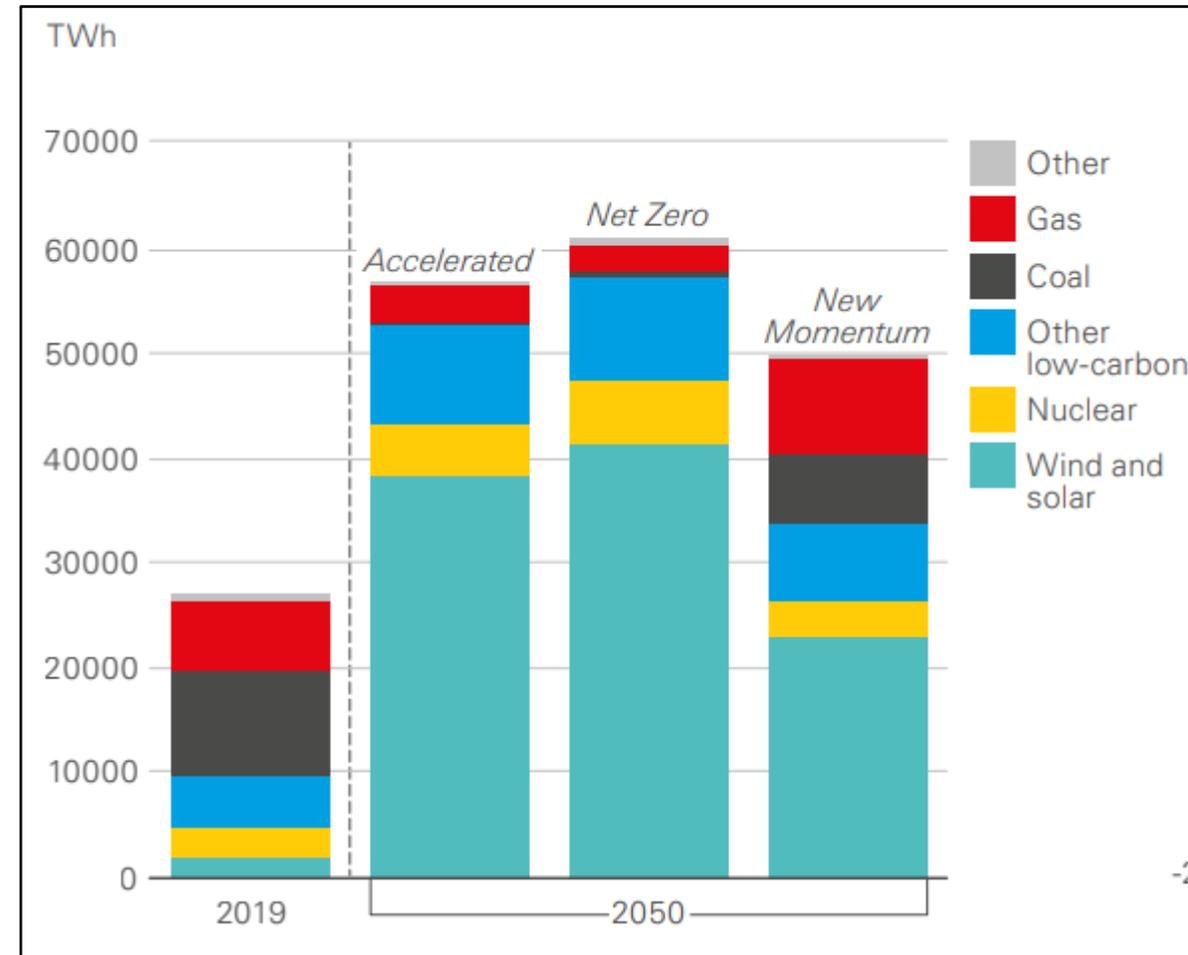
- BP analiza tres posibles escenarios al 2050:
 - Accelerated:** Se reducen las emisiones de carbono en 75% para 2050.
 - Net Zero:** Se reducen las emisiones de carbono en más 95% para 2050.
 - New Momentum:** Las emisiones mundiales en torno a 2050 se sitúan un 30% por debajo de los niveles de 2019.
- 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.

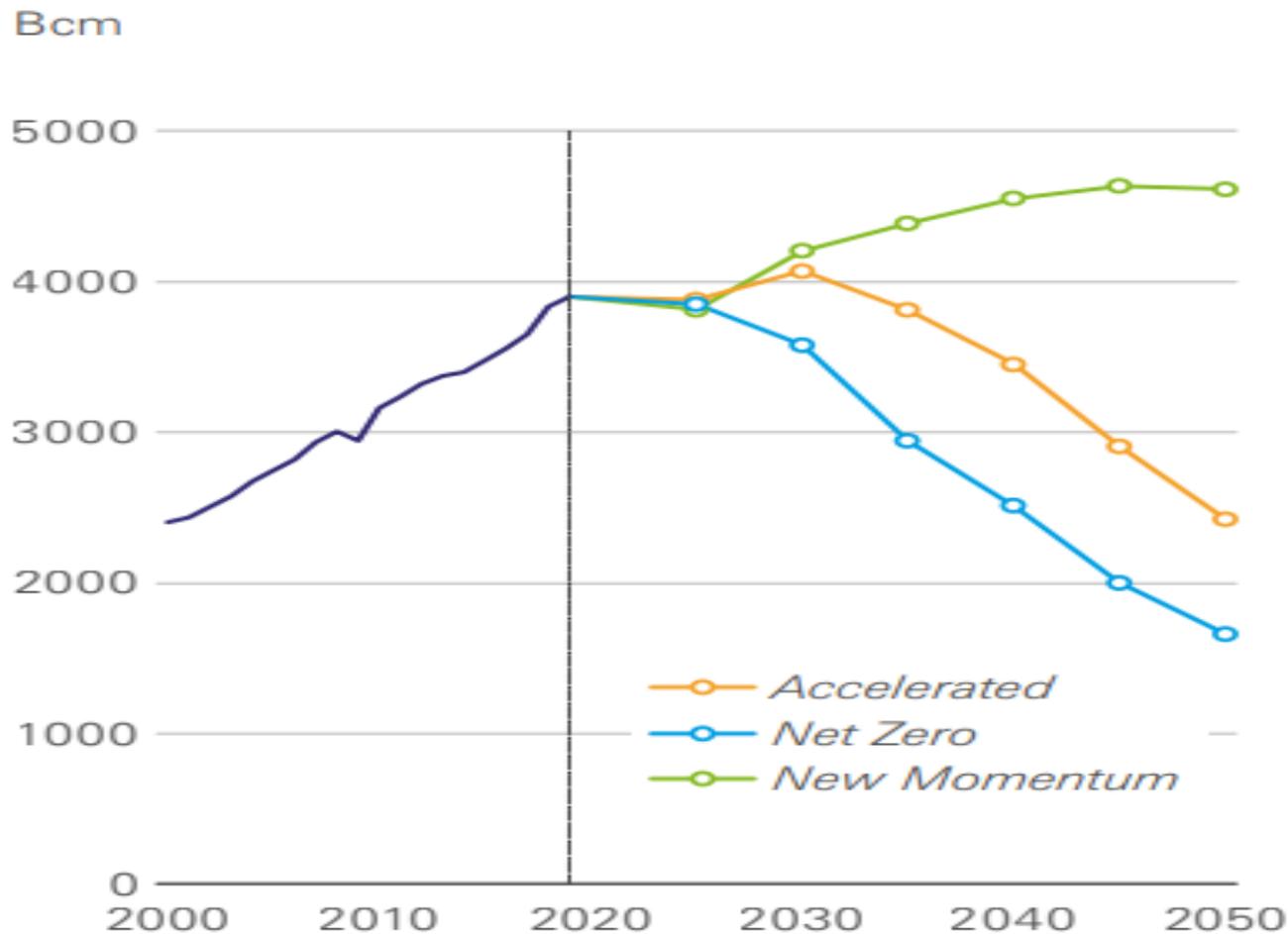
Generación de Electricidad por Combustible



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 CO₂, 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

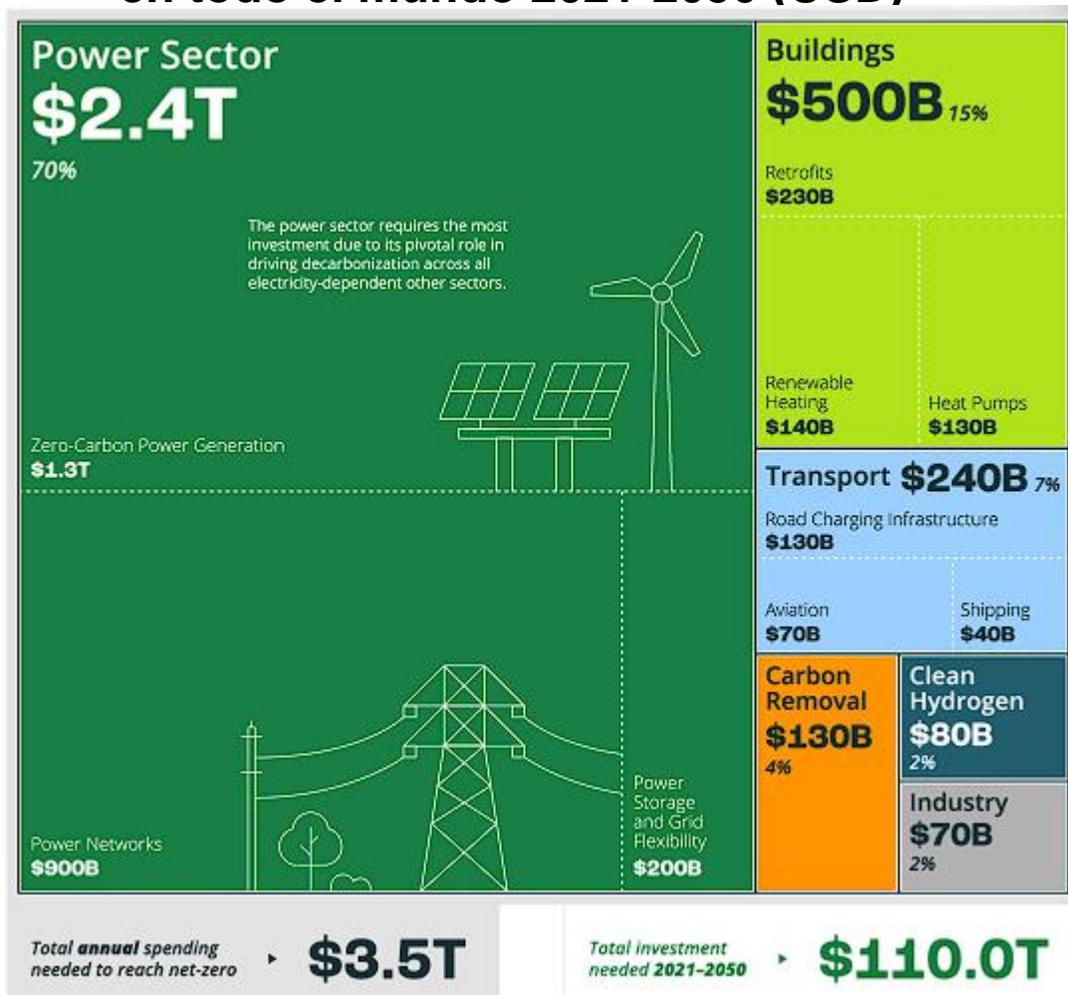
2. ¿LAS FUENTES RER SERÁN SOSTENIBLES EN EL CORTO PLAZO?

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

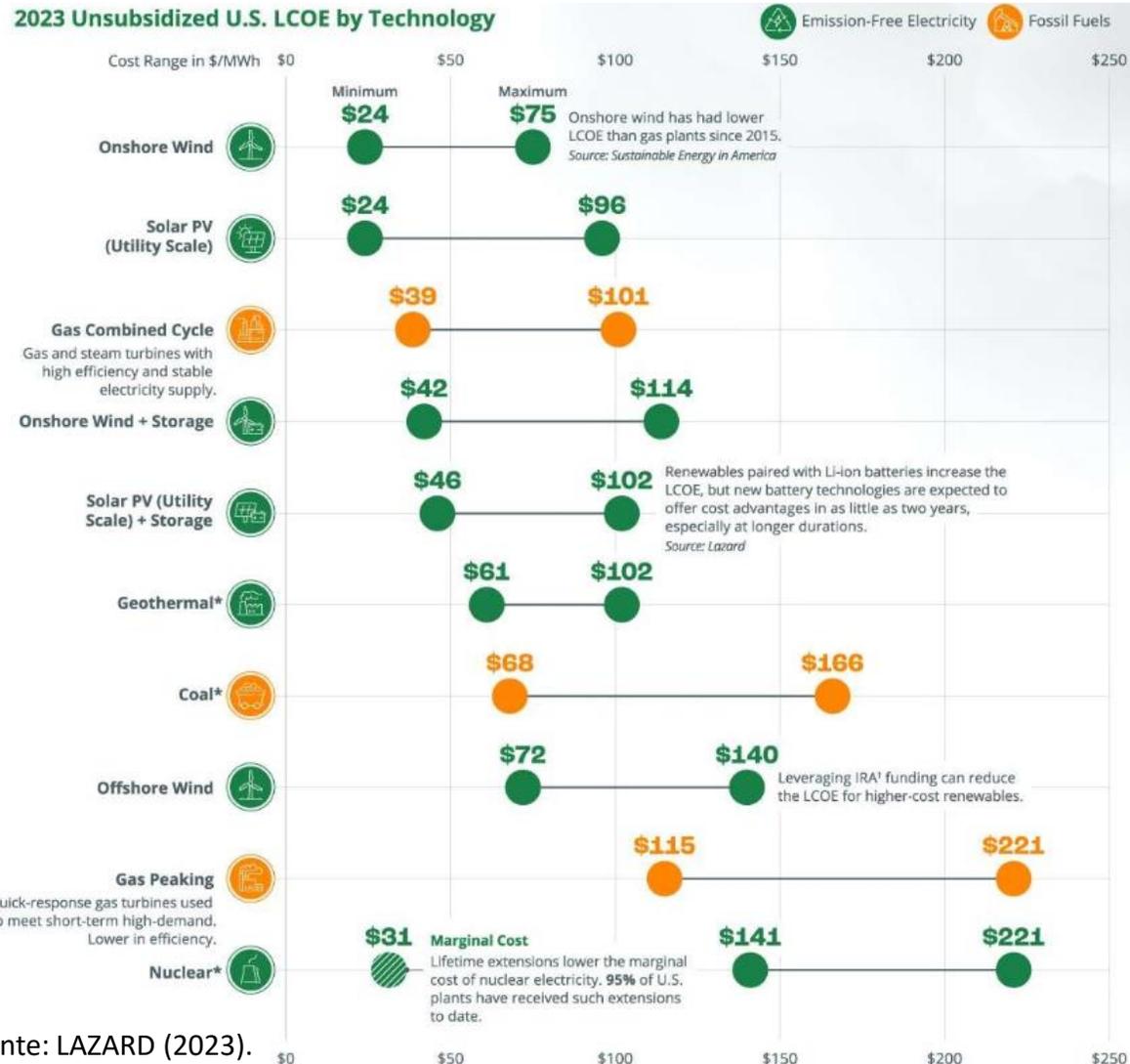
Inversión de capital anual promedio necesaria en todo el mundo 2021-2050 (USD)



- ❑ 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).

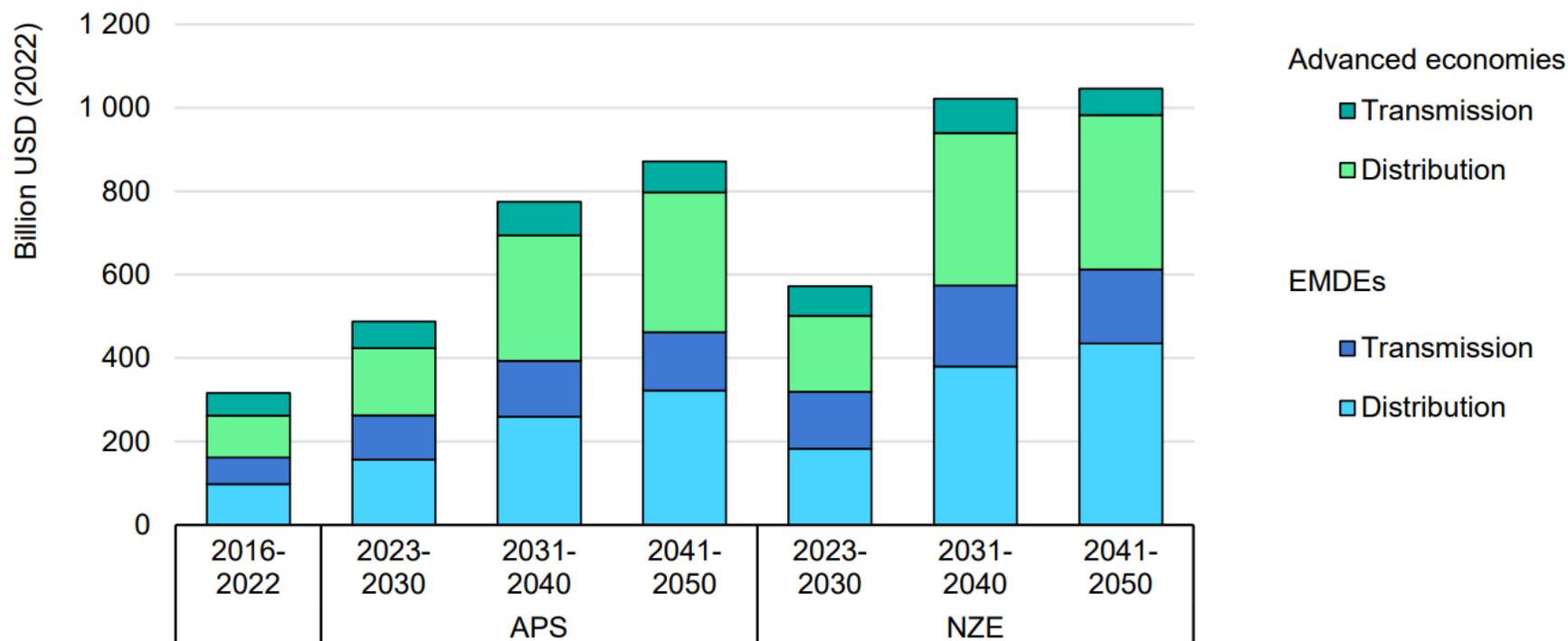
Existe una importante variabilidad en los costos de la generación RER con y sin almacenamiento (con baterías).

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)

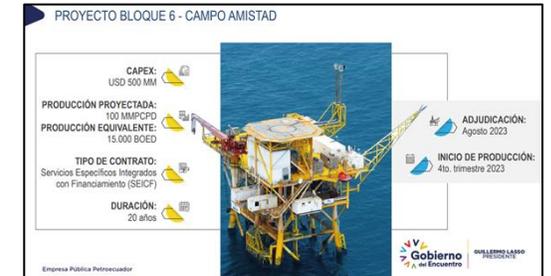
CASO BRASIL



- ✓ 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?

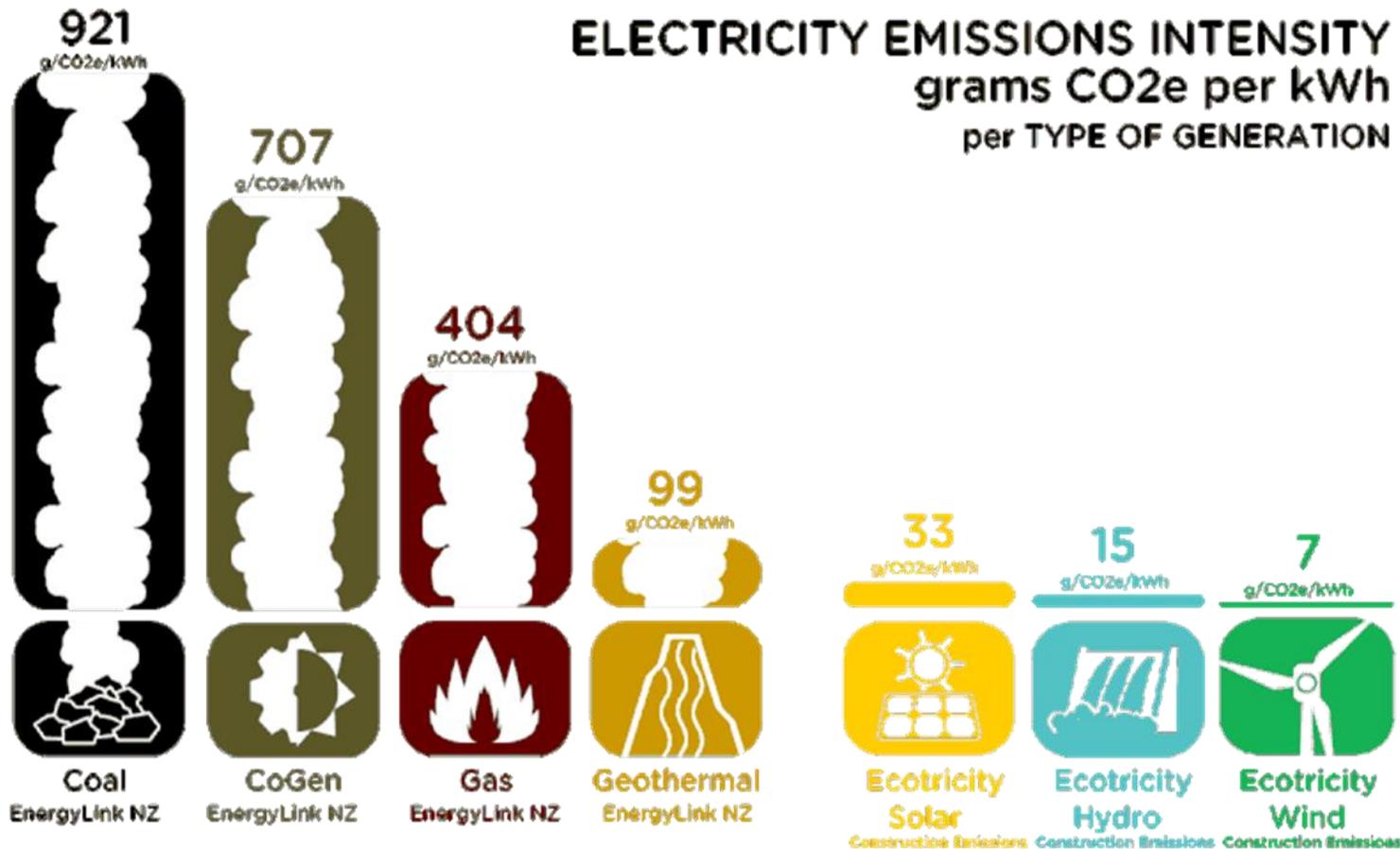
Fuente	Características	Tipo de Relación con el GN
Nuclear	<ul style="list-style-type: none"> - Fuente de base, estable en su producción - Costo por MWh: \$141-\$221 - Periodo de construcción: 10 años 	Complementarios
Eólica	<ul style="list-style-type: none"> - Fuente de base, altamente intermitente en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

- ✓ 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 CO₂ de los tipos de generación eléctrica



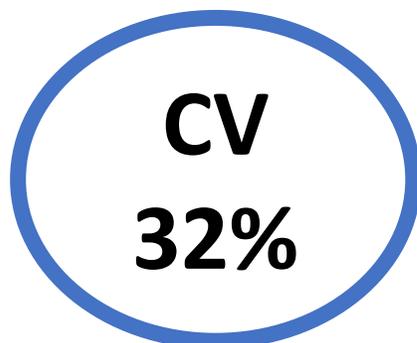
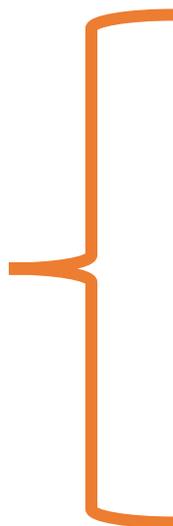
- De las energías renovables se dice que siempre emiten CO₂ porque la minería para extraer los materiales requeridos produce emisiones. Ninguna energía es limpia al 100%.
- Lo que permite ver si una tecnología reduce emisiones respecto a otra es evaluar y comparar su **INTENSIDAD DE CARBONO**. Esta se halla calculando las emisiones de CO₂ 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 gCO₂e/kWh).
- **El gas natural es la tecnología que emite menos CO₂ de los combustibles fósiles. Si una central de CC emitiera menos de 270 gr/CO₂/kWh sería catalogado como verde por la taxonomía de la Unión Europea.**

Fuente y elaboración: Ecotricity NZ.

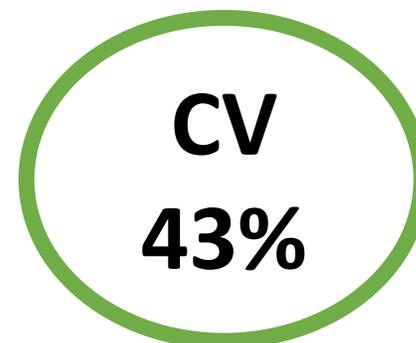
PERÚ – Viabilidad de las RER

- 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.

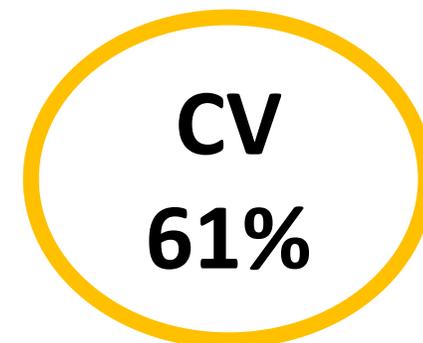
$$CV_x = \frac{S_X}{\bar{X}}$$



ENERGÍA HÍDRICA



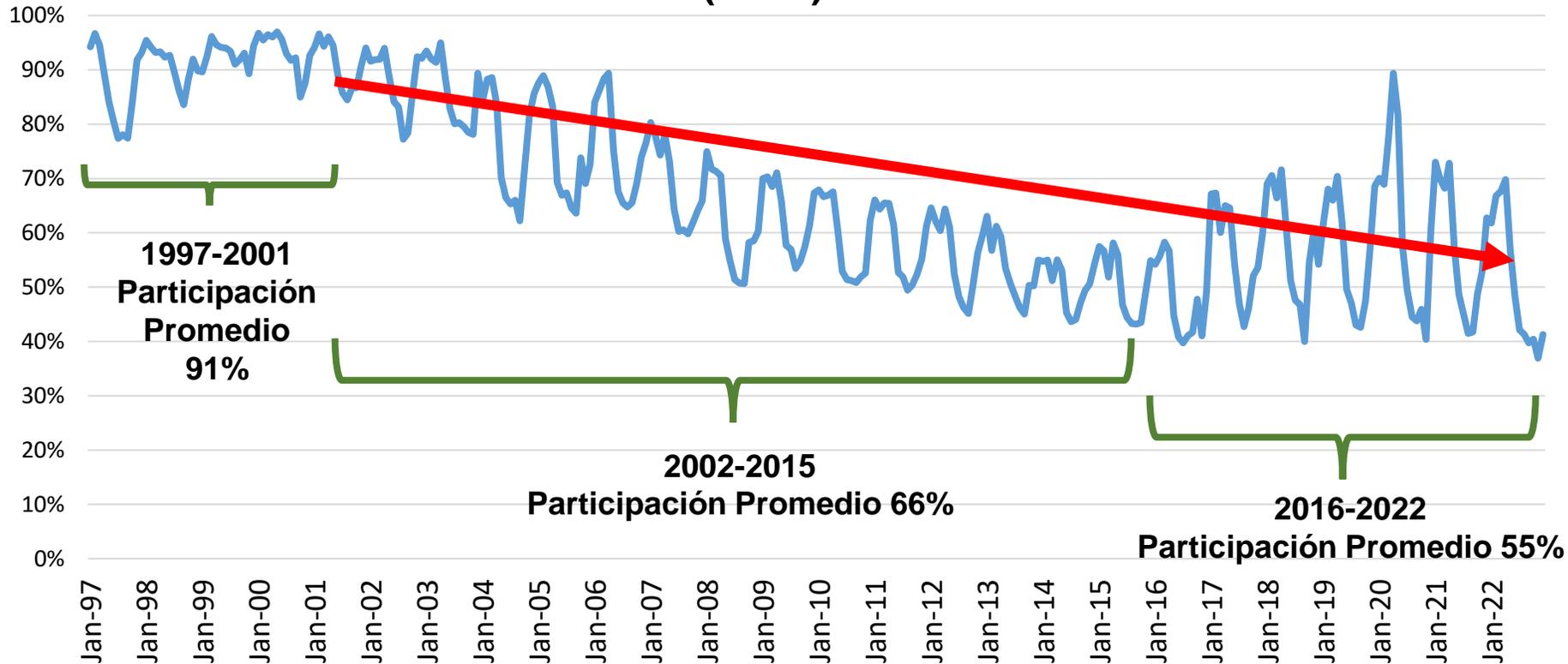
ENERGÍA EÓLICA



ENERGÍA SOLAR

PERÚ – Viabilidad de las RER

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

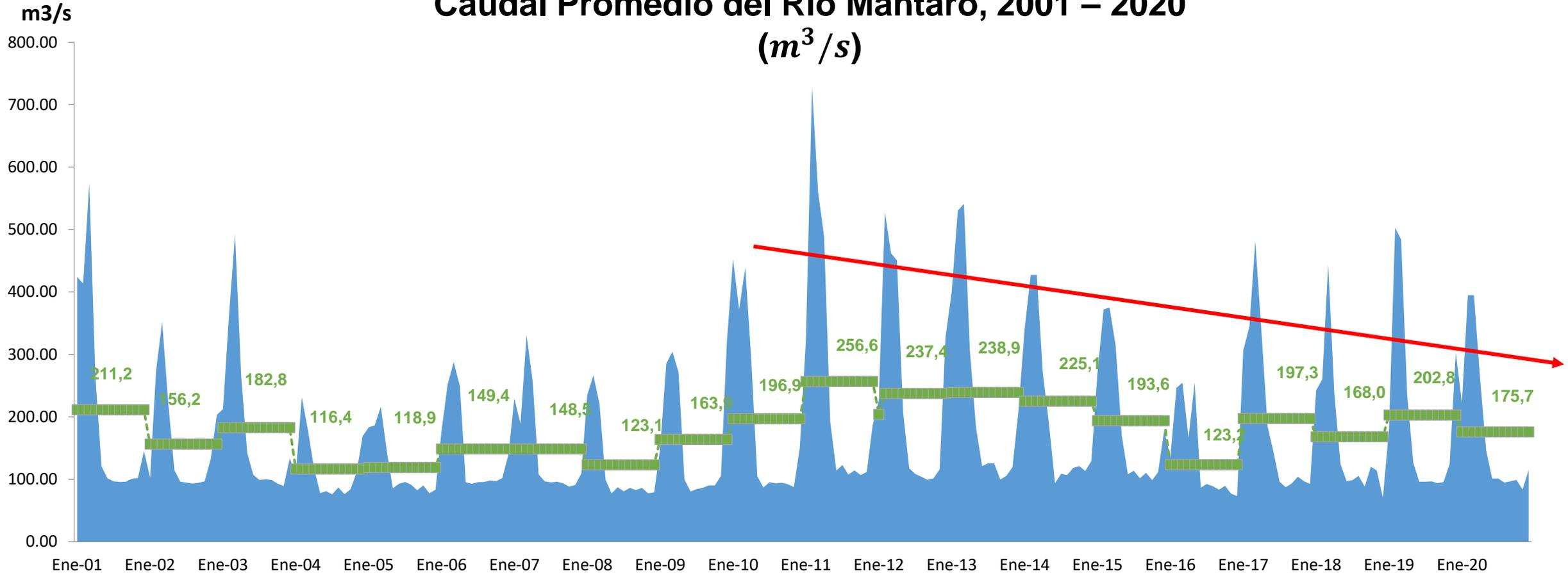


Fuente: COES. Elaboración: GĚRENS.

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 (m³/s)

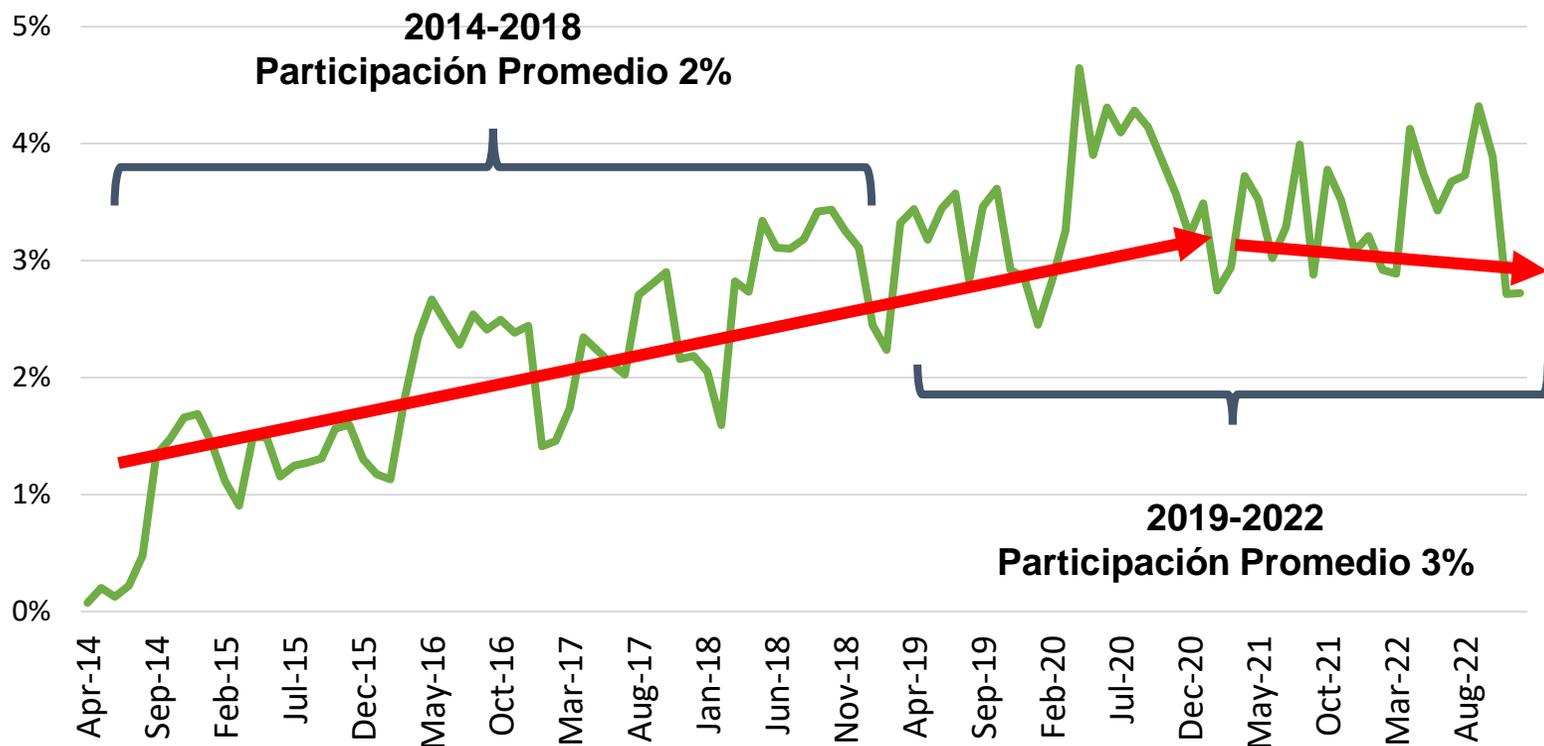


Fuente: COES. Elaboración: GĚRENS.

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)



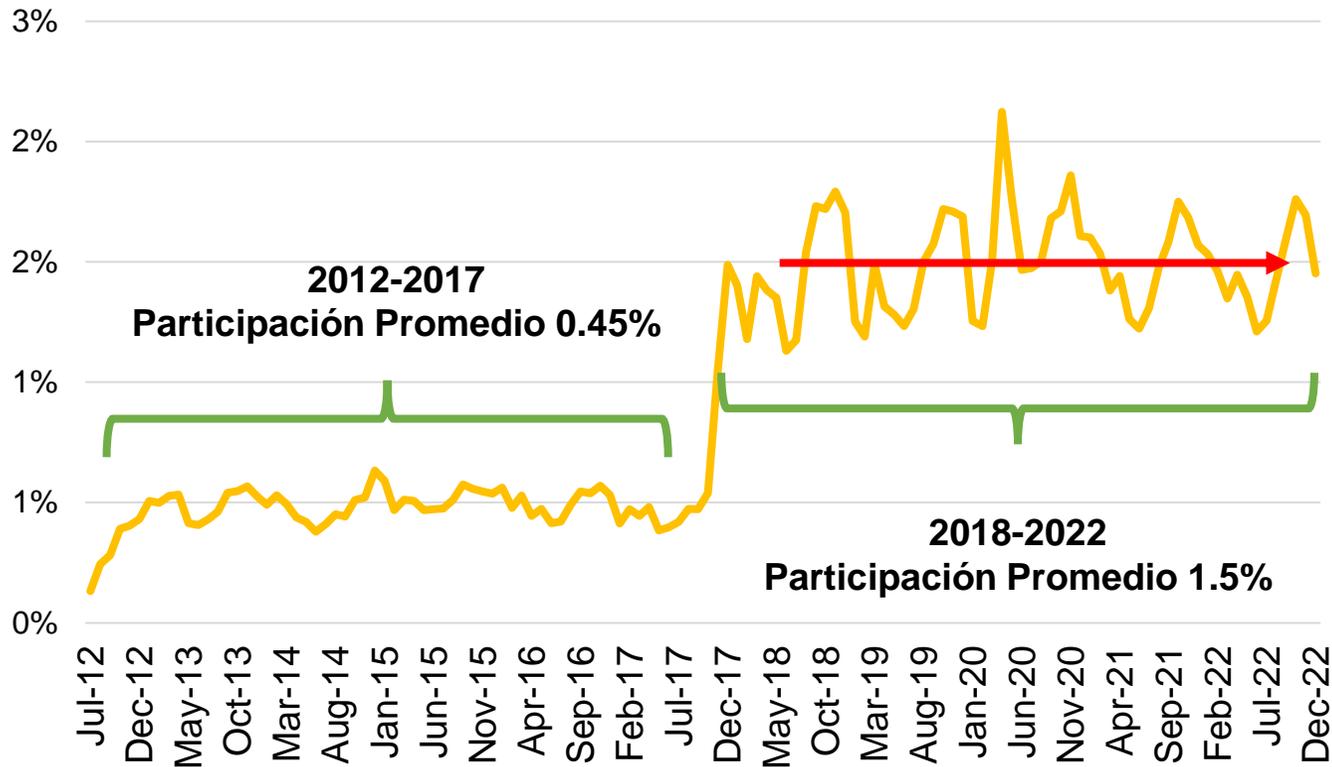
Fuente: COES. Elaboración: GĚRENS.

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.

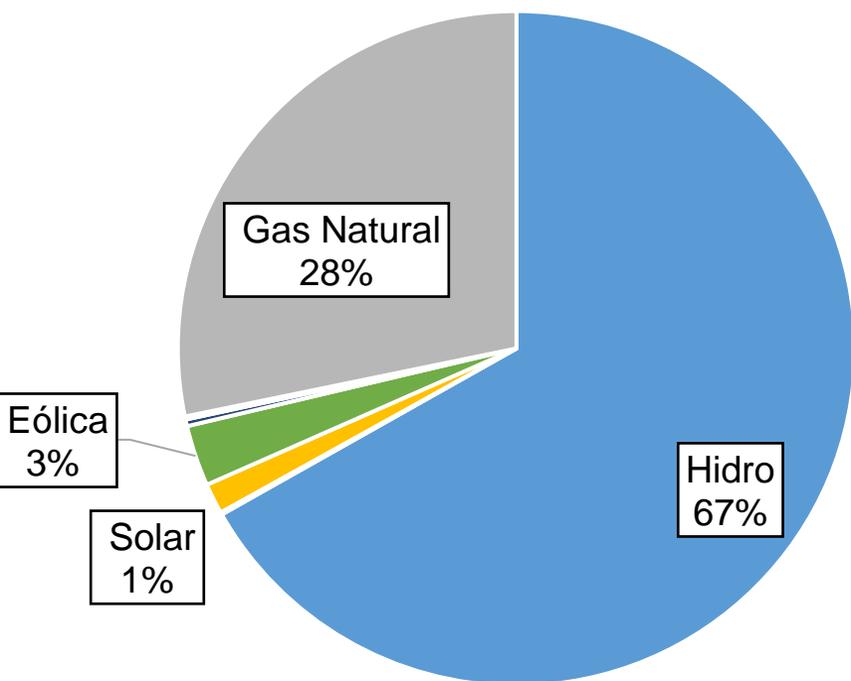
La participación de este recurso en la producción eléctrica ha mostrado una **tendencia constante** en los últimos años, debido a que no se ha desarrollado más capacidad instalada. Sin embargo, **existe intermitencia** que **no llega a superar el 2%** del total en el 2022.

CV
61%

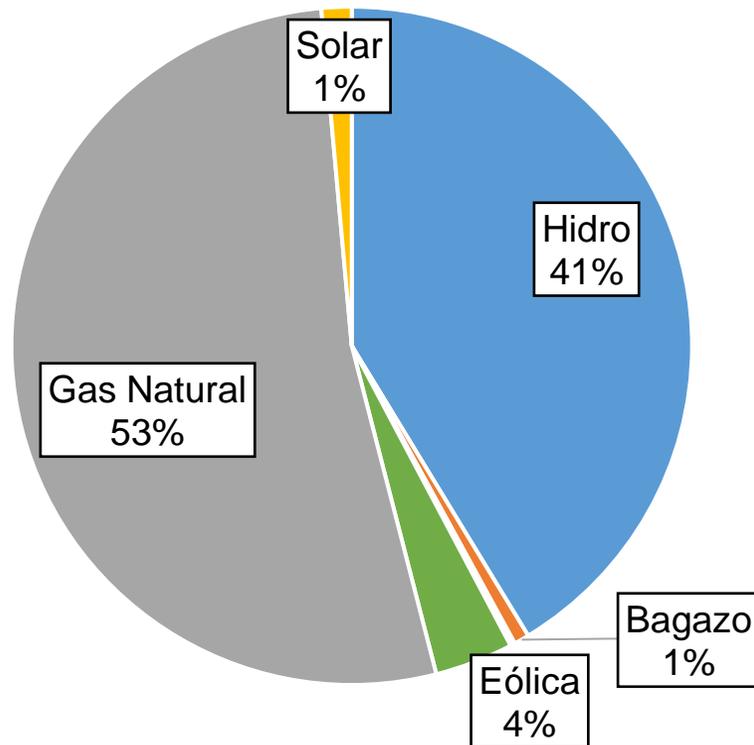
PERÚ – Matriz energética del sector eléctrico año 2022

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

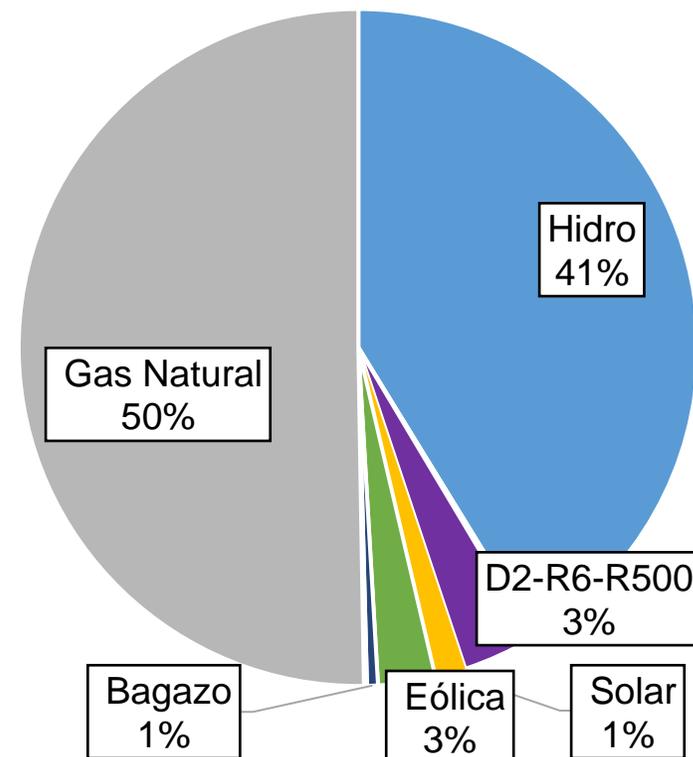
Febrero 2022
(Época de Avenida)



Agosto 2022
(Época de Estiaje)



Diciembre 2022
(Prolongación del Estiaje)



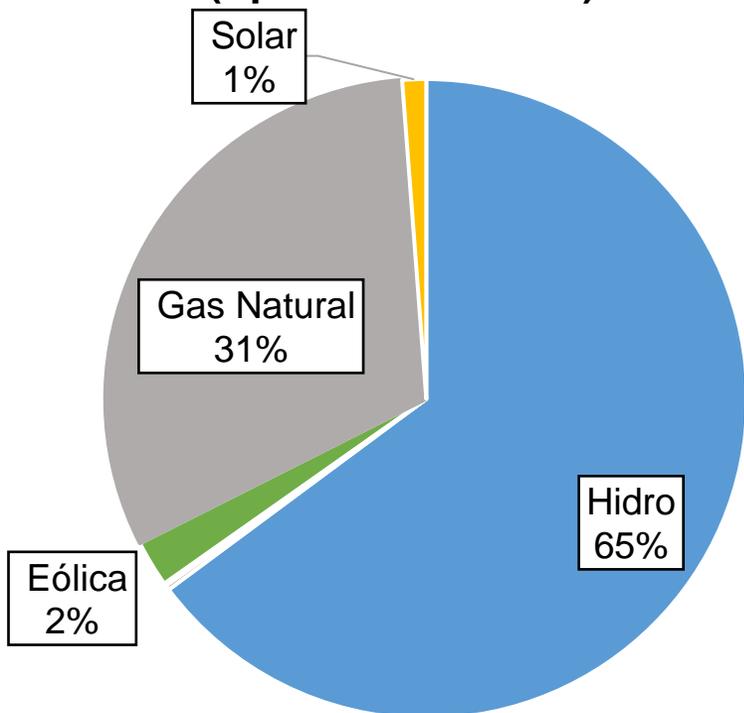
Fuente: COES. Elaboración: GĚRENS.

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.

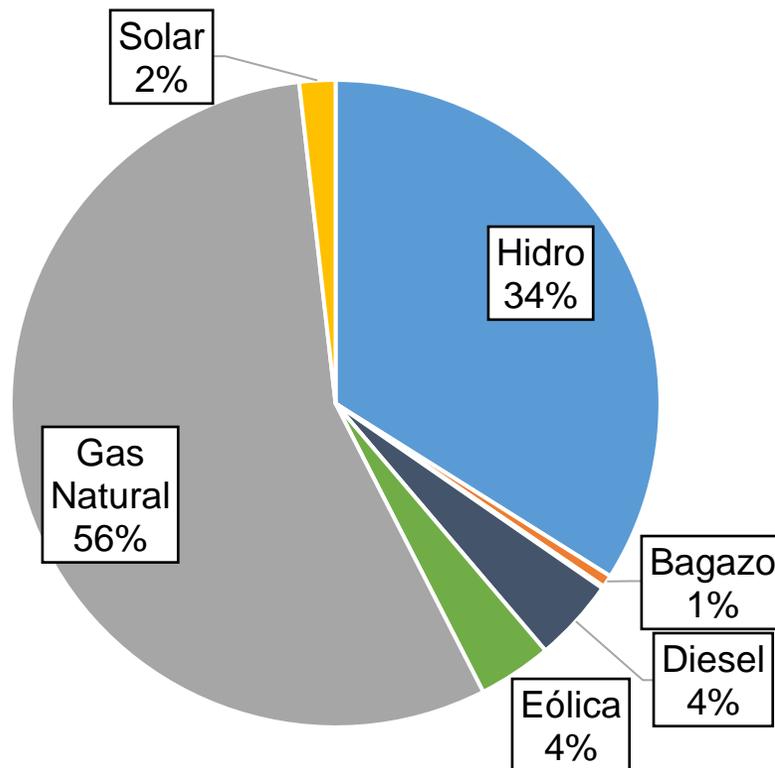
PERÚ – Matriz energética del sector eléctrico año 2023

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

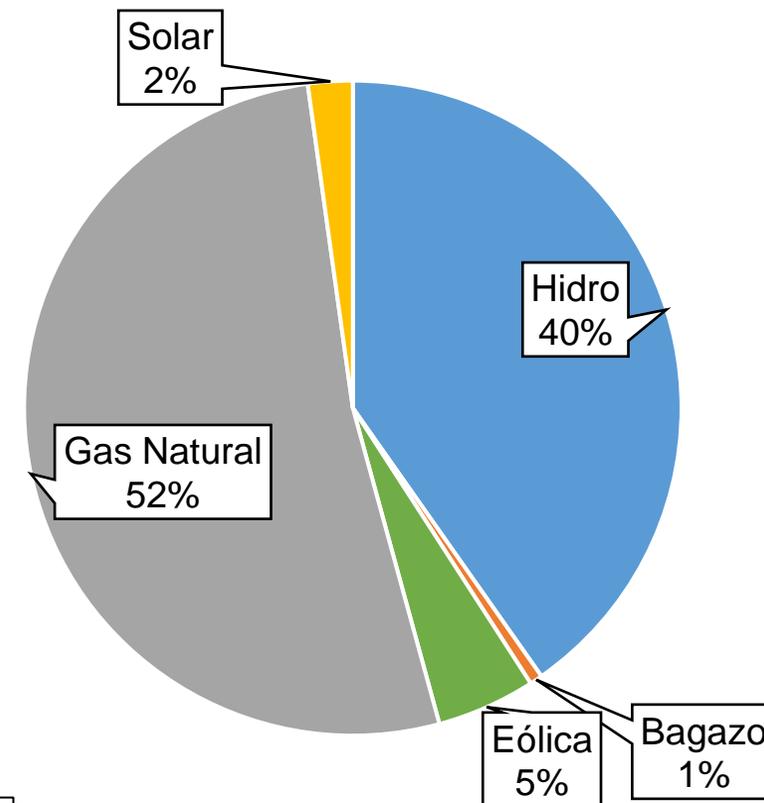
Febrero 2023
(Época de Avenida)



Agosto 2023
(Época de Estiaje)



Octubre 2023
(Conclusión del Estiaje)

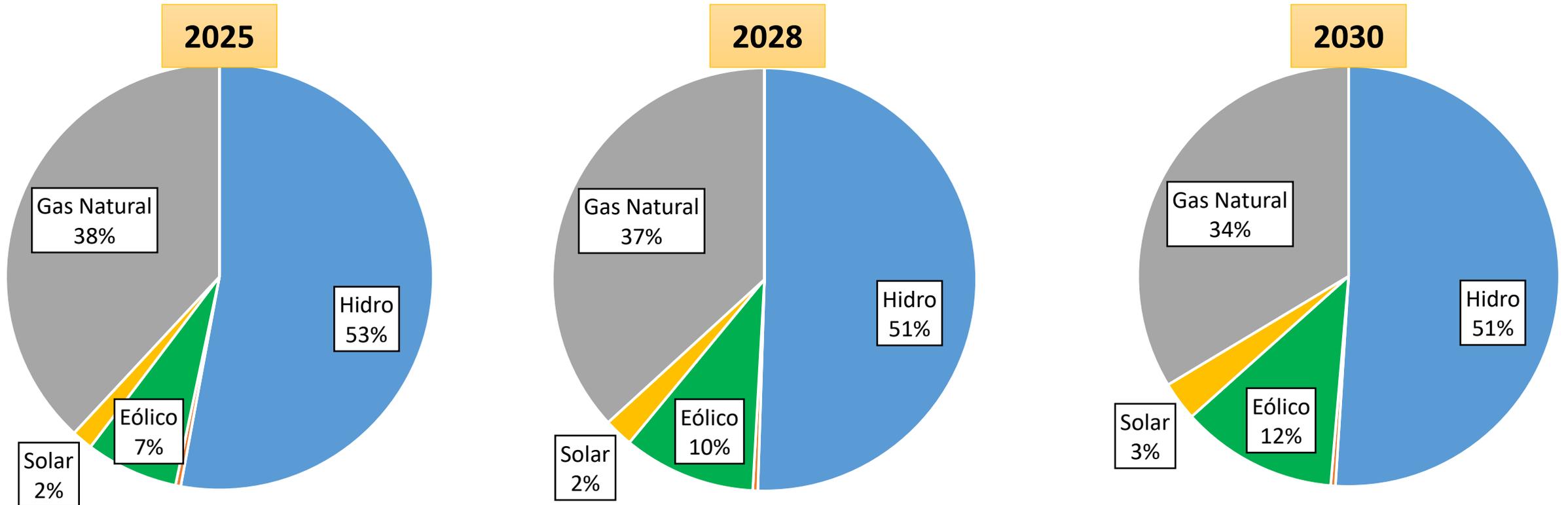


Fuente: COES. Elaboración: GĚRENS.

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)

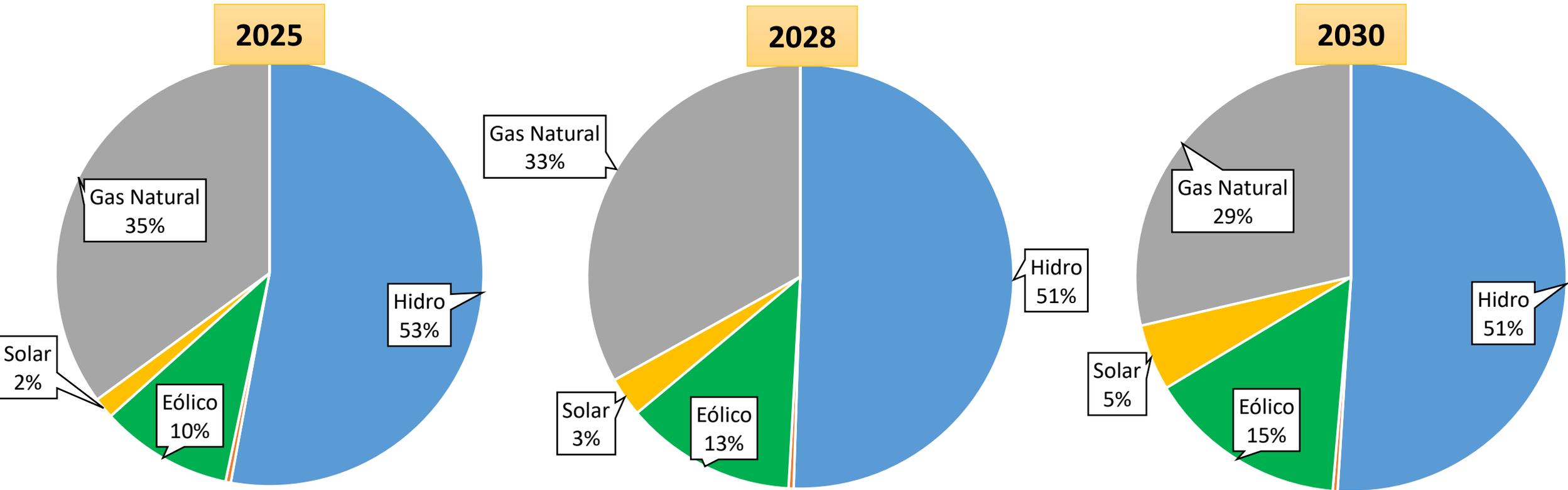
Simulación de la entrada de 15% de RER en la Matriz Energética al 2030



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

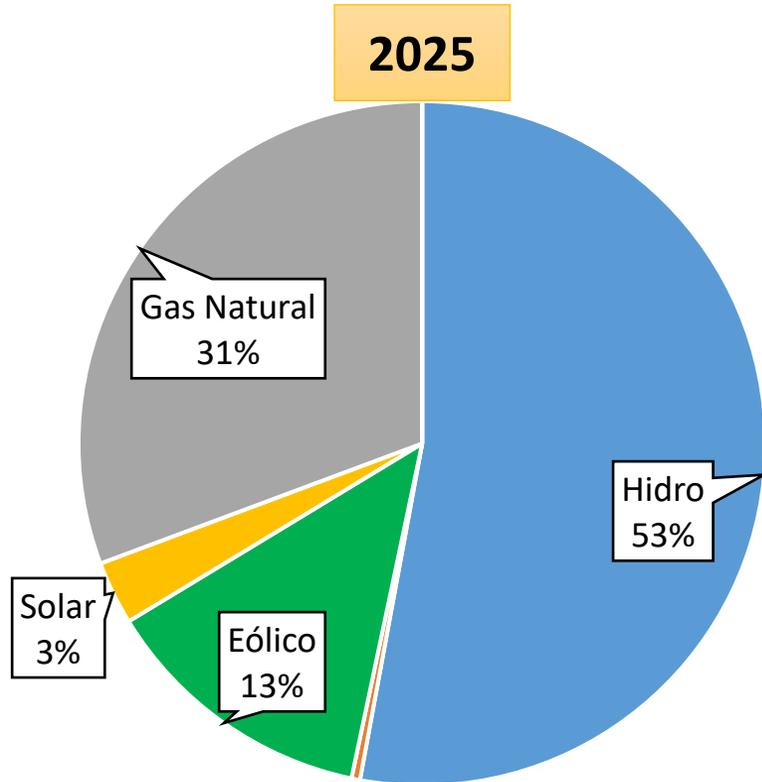


Elaboración: GĚRENS, usando datos del COES.

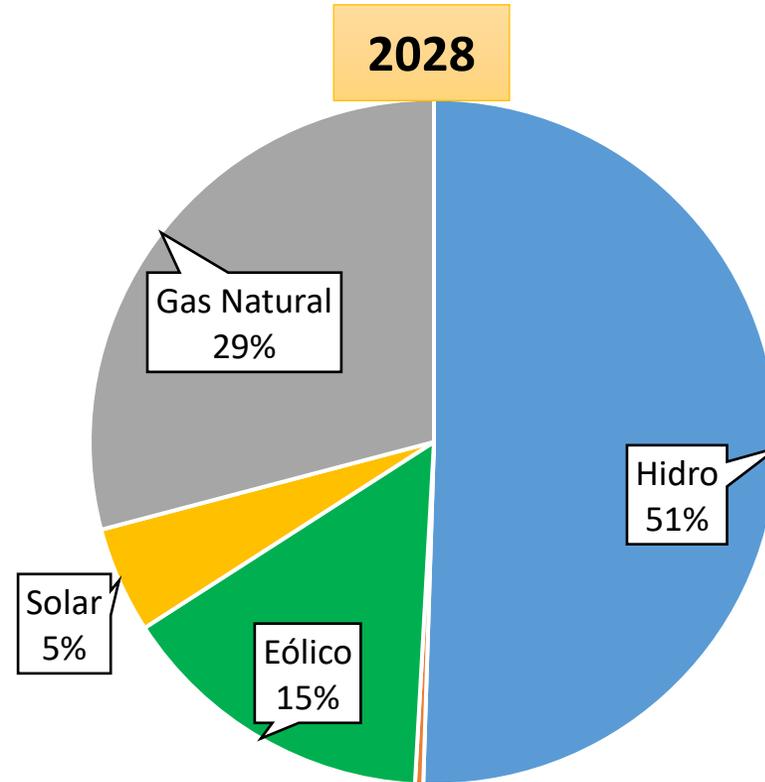
PERÚ – Matriz energética, 2030 (Escenario 25%)

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

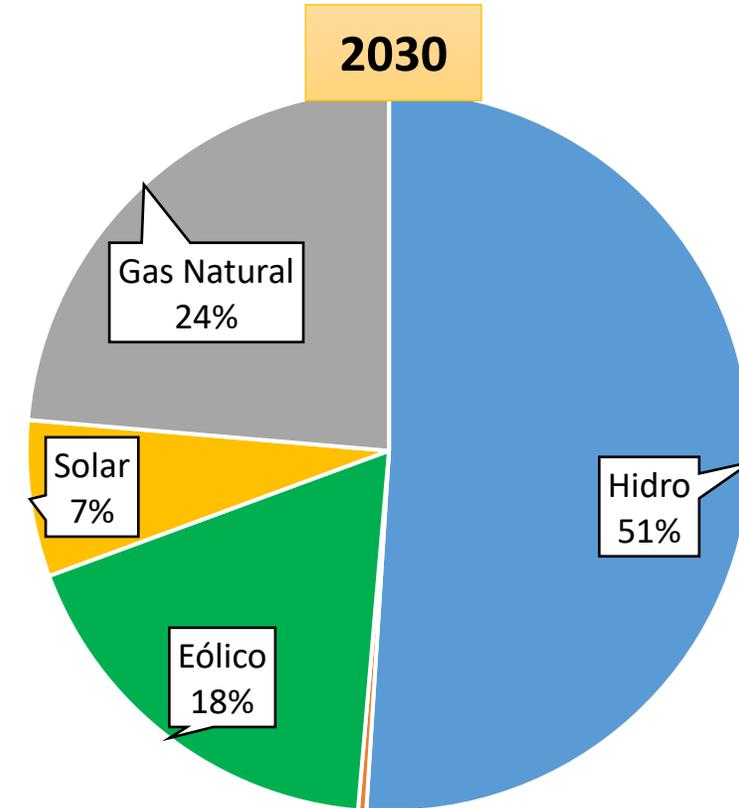
2025



2028



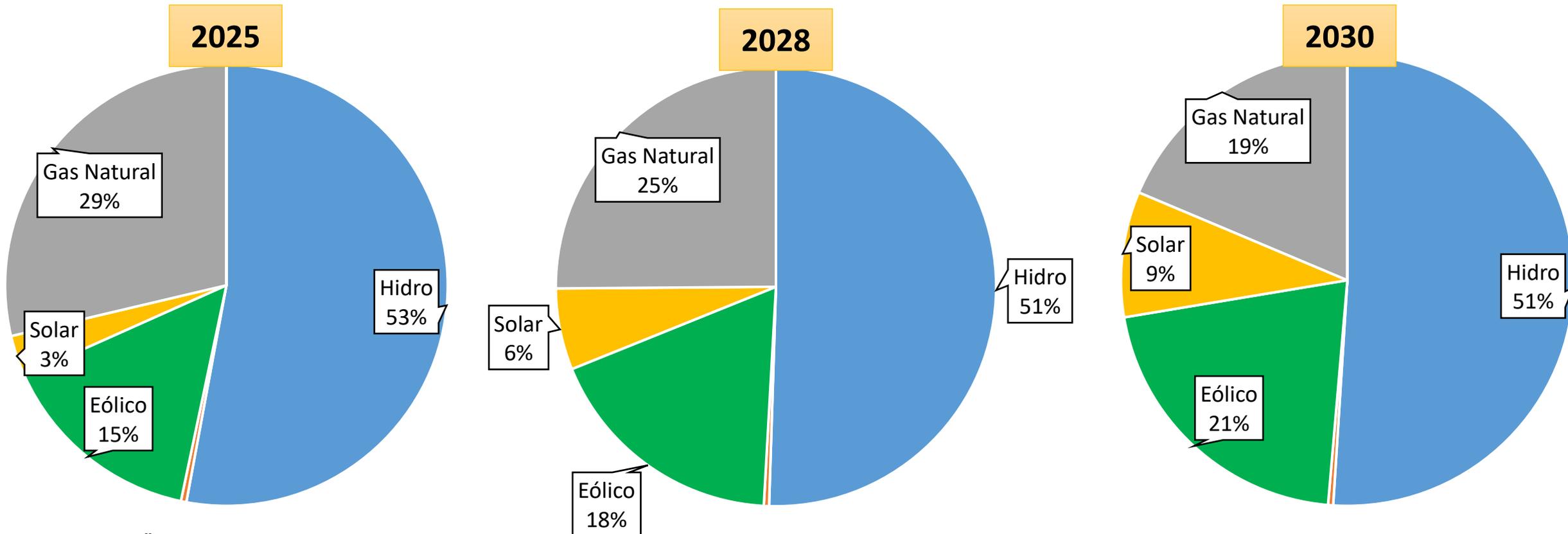
2030



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



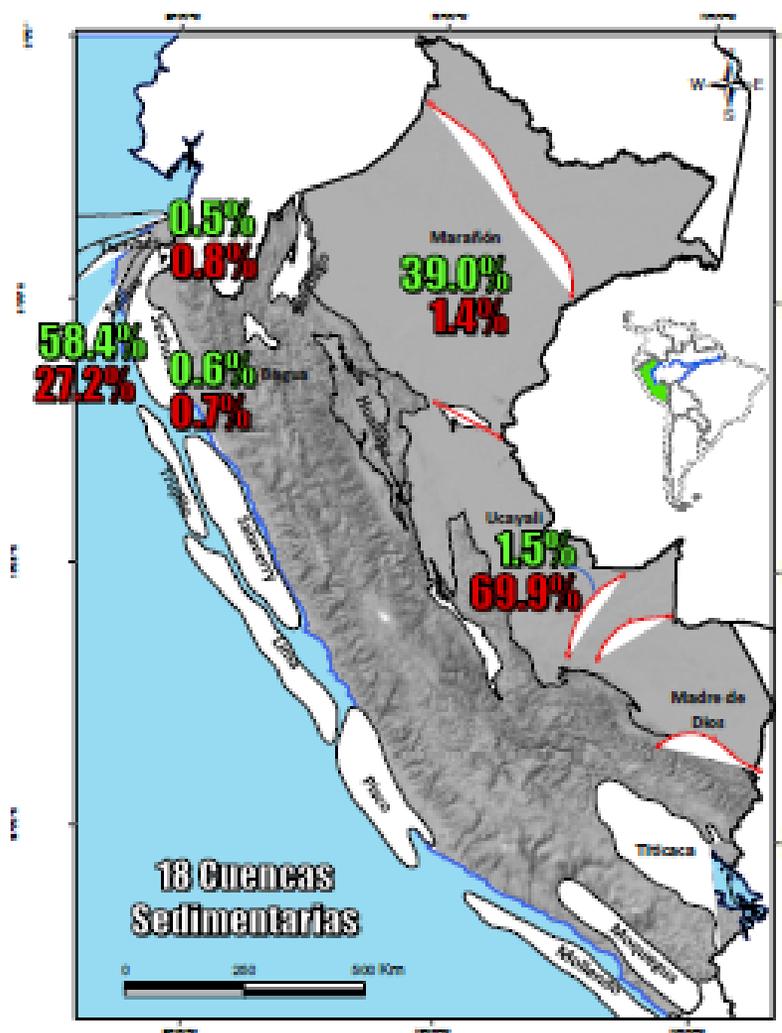
Elaboración: GĚRENS, usando datos del COES.

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

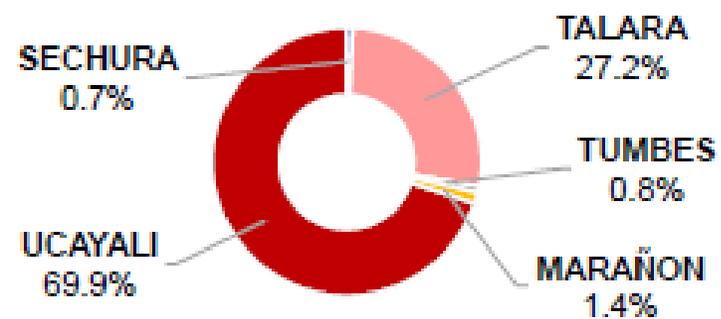
Petróleo

2,795.9 MMSTB

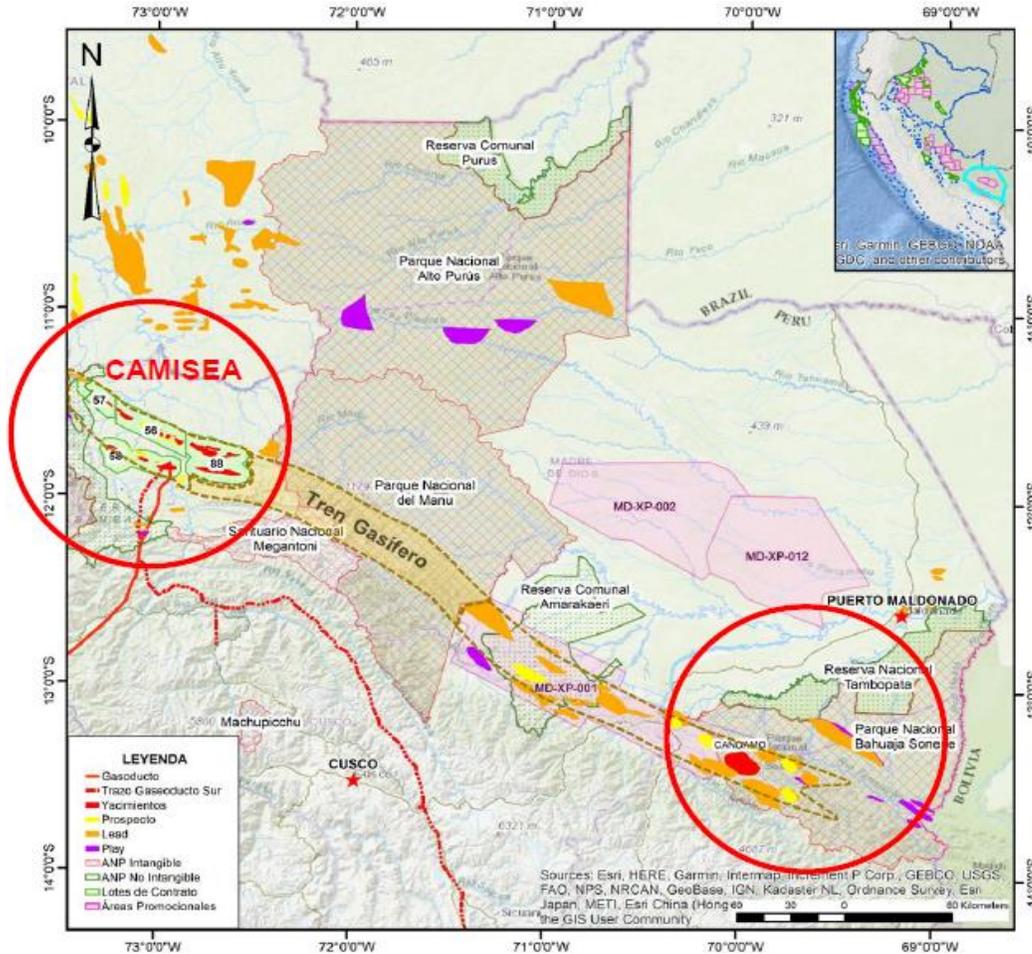


Gas

10.21 TCF



Proyecto gas natural - Perúpetro



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

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 CO₂.
 - 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, GĔRENS 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
	MEDIANA	1.29
	MEDIA	1.22

Fuente: Cálidda.

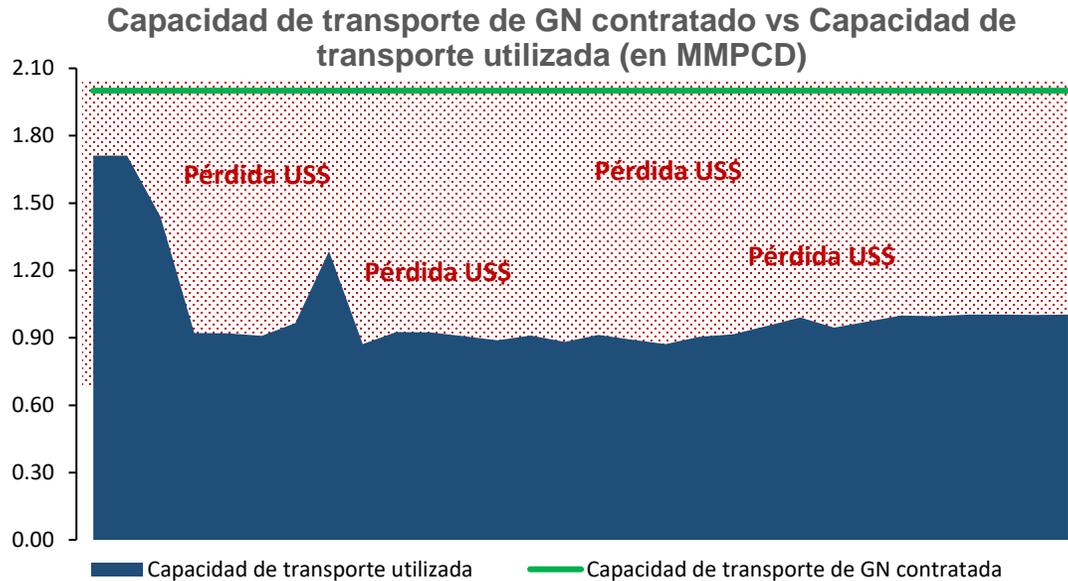
PROMEDIO ARITMÉTICO = 1.26.

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):

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

Fuente: OSINERGMIN y COES.

Tarifa de Transporte Firme TGP 2022 (US\$ / mil m3)	Monto estimado a subsidiar (MM US\$)
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

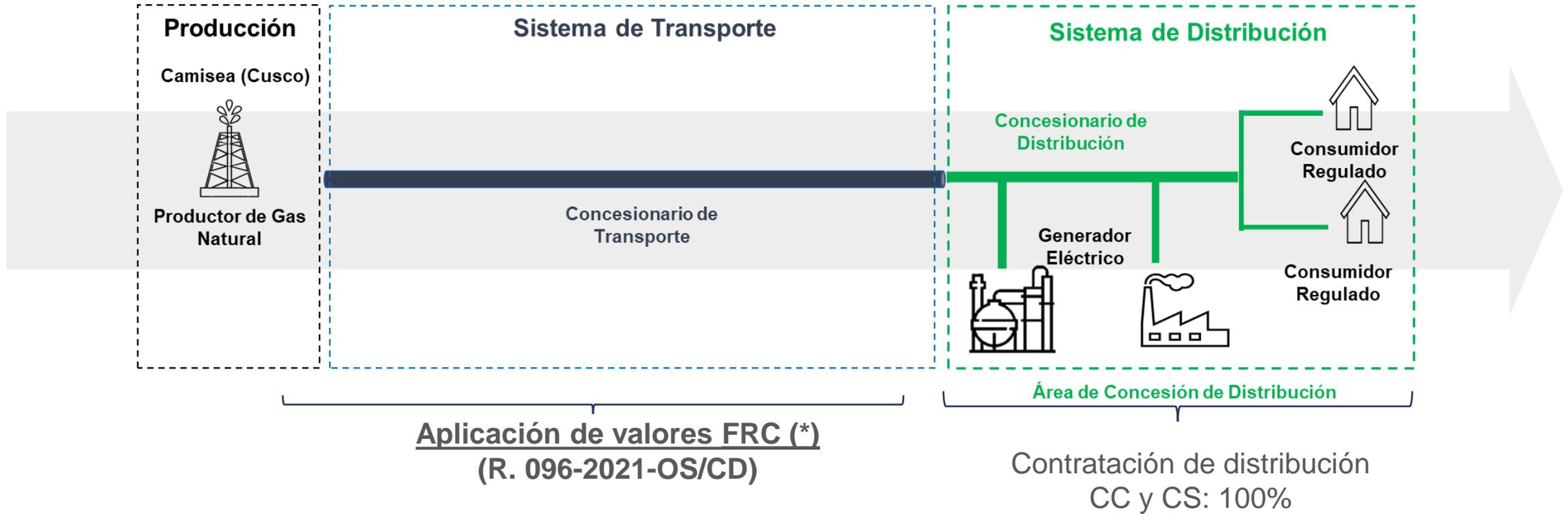
- El factor de carga de Centrales térmicas a Ciclo Combinado < 70%
- La producción de energía varía estacionalmente (estiaje y avenida), lo cual varía el flujo de consumo de GN.

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, GĔRENS considera que las fuentes RER van a despachar al 9% debido a su alta intermitencia.

	2024	2025	2026	2027	
DEMANDA MÁXIMA DE ENERGÍA ELÉCTRICA (MW) - ENERO	8,083.00	8,244.66	8,409.55	8,577.74	
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	
POTENCIA EFECTIVA	(MW)				
Gas Natural	4,269	4,310	4,352	4,394	
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	PROMEDIO
CONTRATO A FIRME	85%	86%	87%	82%	85%

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
A1. Incrementar el factor de uso aplicable a los contratos de distribución interrumpible de GN	<ul style="list-style-type: none"> • Brinda mayor confiabilidad al sistema. • Incremento de contratación de distribución de GN a firme. • 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.
A2. Compensar a los generadores por la “Reserva de Capacidad”	<ul style="list-style-type: none"> • Mediante el DL 1041 en el 2008, el Estado aprobó una compensación con el mismo objetivo. • Brinda mayor confiabilidad al sistema
A3. Incrementar el porcentaje de FRC	<ul style="list-style-type: none"> • Brinda mayor confiabilidad al sistema. • Disminución de sobrecostos por despacho de generación ineficiente (2,649 MM US\$ en el 2023) • 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).
A4. Cambiar la Unidad de Punta a una que opera con GN	<ul style="list-style-type: none"> • Aumenta el ingreso por potencia a los generadores a GN. • Requiere modificar normas OSINERGMIN.
A5. Crear fondo para cubrir ToP	<ul style="list-style-type: none"> • Incremento de contratación de transporte de GN a firme. • Brinda mayor confiabilidad al sistema.
A6. Promover licitaciones de Reserva Fría a gas natural	<ul style="list-style-type: none"> • Se brinda mayor confiabilidad al sistema. • Aumenta inversión en centrales a GN. • Requiere modificar normas OSINERGMIN y RM.