

Por considerar de actualidad e interés nacional, reproducimos el siguiente artículo.

NOTA: el subrayado en color rojo es nuestro así como los comentarios al final.

# Demanda residencial y comercial de gas apenas representa el 5%

**ENERGÍA.** La masificación enfrenta serios desafíos regulatorios y geográficos, y exige un uso eficiente de los recursos públicos.

INSTITUTO  
FERNANDO DE  
ECONOMÍA  
OPEI

El gas natural se ha convertido en un componente clave para la matriz energética por su bajo costo y menor generación de emisiones. Sin embargo, su masificación enfrenta serios retos: la falta de infraestructura dificulta su llegada a las regiones del centro y sur, y la incertidumbre en la fijación de tarifas amenaza la viabilidad de las concesiones existentes y futuras.

**—Usos del gas—**

Según el Minem, el gas natural representó cerca del 12% del consumo energético nacional en el 2022. Aunque este avance es significativo, su potencial aún está lejos de ser plenamente aprovechado. Además, la penetración ha sido desigual: en la industria alcanza el 30% del consumo energético, mientras que en el transporte solo llega al 7%, a pesar de los programas de conversión a GNV.

Por su parte, en el ámbito residencial, más de la mitad del consumo energético depende de fuentes sólidas como la leña, mientras que el uso del gas se limita principalmente a la cocción de alimentos, a diferencia de países como Chile o Argentina, donde también se usa para calefacción y agua caliente.

**—Desarrollo por regiones—**

La demanda de gas natural está concentrada en el sector empresarial. En el 2023, la generación eléctrica representó dos tercios de su consumo, seguido de los usos industriales (19%), según Osinergmin. En cambio, la demanda residencial y comercial apenas representa el 5%. Por ello, la viabilidad de la provisión de gas natural a hogares depende de la distribución a grandes clientes industriales o energéticos.

Así, las concesiones se han concentrado en las zonas costeras del país. Por ejemplo, Lima y Callao acumulan más de la mitad de la capacidad de generación termoeléctrica y un tercio de la demanda industrial. En esa línea, la elevada participación en la demanda industrial en la costa norte (22%) e Ica (21%) hizo viable el transporte y distribución de gas a estas zonas. Sin embargo, en el sur, el principal atractivo está en las generadoras del nodo eléctrico en Arequipa y Moquegua. En el resto de las regiones, la baja concentración de grandes usuarios y la accidentada geografía de la sierra hacen que el transporte de gas por ductos sea extremadamente costoso y poco rentable.

**—Alternativas para el sur—**

Según Pro Inversión, la materialización del Gasoducto del Sur (ahora Sigas) costaría más de US\$4,000 millones y requeriría cofinanciamiento público. Sin embargo, otras alternativas emergen. Por un lado, la extensión de la red de gasoductos hacia el nodo eléctrico aumentaría la provisión de gas en la costa sur y abarataría el costo de la electricidad a escala nacional. Asimismo, el uso de camiones, cisternas y redes de distribución en ciudades principales podrían abaratar costos y extender el servicio a regiones como Cusco, Junín y Ucayali. Ambas iniciativas sumadas costarían cerca de la mitad que el Gasoducto del Sur, serían autofinanciadas y tomarían en cuenta la realidad económica y geográfica de estas regiones.

**—Incertidumbre regulatoria—**

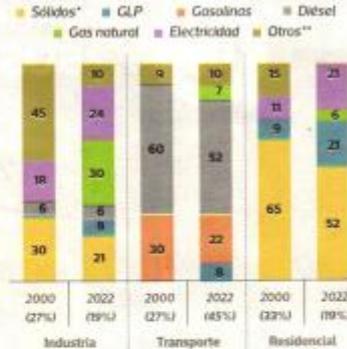
El desarrollo del mercado del gas enfrenta desafíos regulatorios, especialmente en el modelo tarifario administrado por Osinergmin. Este modelo parece priorizar la reducción de tarifas mediante la sobrestimación de la demanda y el menor reconocimiento de las inversiones necesarias, afectando la expansión de la cobertura y la calidad del suministro.

Un ejemplo claro es la marcada diferencia entre las proyecciones de demanda realizadas por el regulador y las de los concesionarios. En el caso de la concesión norte, la demanda acumulada proyectada por Osinergmin llegó a ser hasta un 20% mayor. Además, los criterios utilizados para estas estimaciones no son uniformes entre concesiones, lo que introduce incertidumbre adicional.

Este escenario afecta las concesiones vigentes y resta atractivo a la inversión en el sector, en un contexto en el que la inversión en exploración y explotación de hidrocarburos se encuentra en un mínimo histórico. La masificación del gas natural enfrenta grandes desafíos. Superados requerirá de un Estado que garantice reglas claras y promueva decididamente la inversión privada para contribuir activamente a una transición energética más eficiente, ampliando la infraestructura, las conexiones y diversificando los usos del gas.

**Perú: composición del consumo final de energía por sector, 2000 vs. 2022**

(% del consumo energético total del sector; participación en el consumo nacional entre paréntesis)

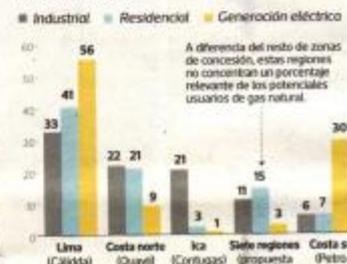


\*Considera carbón mineral, leña, bagazo, carbón vegetal y coque. \*\*Considera kerosene, fuel oil y gas industrial.

Fuente: Minem, Elaboración OPEI

**Distribución de usuarios conectados y potenciales de gas natural según segmento\* y zona de concesión\*\*, 2024**

(% del total nacional)



A diferencia del resto de zonas de concesión, estas regiones no concentran un porcentaje relevante de los potenciales usuarios de gas natural.

\*La demanda industrial comprende la demanda eléctrica promedio de los usuarios libres no mineros en megawatts/hora. Residencial: población urbana en número de habitantes. Generación eléctrica: considera la capacidad de generación eléctrica con base en gas natural o convertible al uso de gas natural en megawatts.

\*\*Lima comprende Lima Metropolitana y Callao. Norte: Ancash, Cajamarca, La Libertad, Lambayeque y Piura. Costa sur: Arequipa, Moquegua, Tacna. Siete regiones: Apurímac, Ayacucho, Cusco, Huancavelica, Junín, Puno, Ucayali.

Fuente: OPEI, INEI, Elaboración OPEI

**Proyección de demanda acumulada de gas natural por concesión según origen de la estimación\***

(Índice, primer año del plan quinquenal = 100; demanda del 2024 entre paréntesis)



\*Considera el último plan quinquenal aprobado por Osinergmin para la concesión de Lima y Callao. No considera el plan quinquenal 2022-2026 para la concesión norte, el plan 2025-2028 y para la concesión de Ica, el plan 2025-2028. \*\*Millones de pies cúbicos por día. Fuente: Osinergmin, Elaboración OPEI

**Alternativas de proyectos para el transporte de gas natural hacia el sur**

Tramo del gasoducto hacia Ayacucho se encuentra en desuso por la escasa demanda.



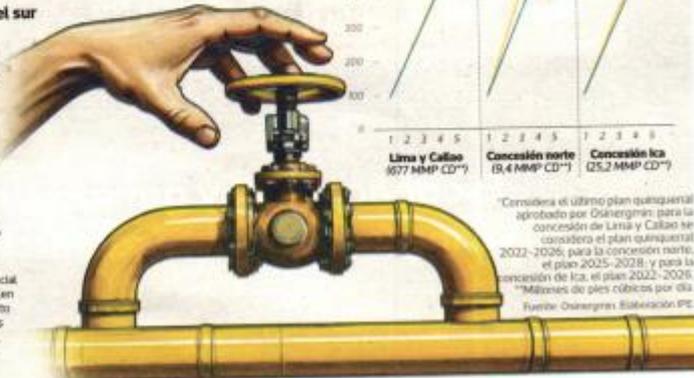
**Proyecto de las siete regiones reformulado**

- Iniciativa autofinanciada.
- Inversión: US\$500 millones.
- Transporte virtual (en camiones) y redes de distribución.
- Propuesto por Callada

**Proyecto del Gasoducto del Sur, Sigas**

- Iniciativa cofinanciada.
- Inversión: estimación inicial de US\$7,020 millones (en arbitraje). Nuevo proyecto Sigas se estima en más de US\$4,000 millones.
- Transporte por ductos.
- Sin adjudicar.

Fuente: TGP, Callada, Pro Inversión, Minem, Elaboración OPEI



# **Gas de Camisea: *política de facto decidida por el mercado (privados)***

## ***para el uso principalmente como combustible***

**COMENTARIOS:** Este artículo, con orientación evidente hacia el consumo gasífero como combustible, ignorando la petroquímica de gas y la industrialización del país; confirma sin embargo observaciones que hemos hecho en artículos previos, como:

- que las termoeléctricas consumen casi dos tercios del gn y que, a nivel residencial más del 50% se consume leña, y la demanda residencial y comercial de gn es el 5%;
- se reconoce que, la exploración está en su mínimo histórico, realmente en los últimos 20 años casi no ha habido exploración, por lo que la reservas se han ido agotando y se sigue exportando; reconociéndose oficialmente que solo habría gas solo para 15 años, esto con una demanda interna conservadora (porque, justamente no existen redes de distribución de gas para conexión domiciliaria: la demanda real está reprimida. Existe una demanda potencial ). Y, que la explotación tiene mínimos históricos no es muy cierto, depende de qué mercado está refiriéndose, porque la exportación siempre ha estado priorizada y en el periodo de pandemia e inicio conflicto militar Ucrania-Rusia tuvo sí niveles históricos altos;
- también, se confirmaría: el sobreprecio del proyecto GSP en comparación a su similar del SITgas que también requiere un análisis técnico-económico adicional;
- adicionalmente, que el mayor consumidor del gn en el proyecto de los privados “Gasoducto costero” serán las termoeléctricas de Ilo y Mollendo (Nodo energético del sur) que, aupiciosamente se dice que esto posibilitará la masificación del gn en Arequipa y Moquegua, lo que confirma nuestra opinión que es solo un consumo marginal y, también que el gn para las 7 regiones, Cuzco, Puno y Ucayali será con camiones-cisterna (“gasoducto virtual”). Se dice que el proyecto es autofinanciado, pero no se dice que este tendría “ingresos garantizados” (ampliación de la concesión a TGP) por el Estado y, que será finalmente pagado en la tarifa por los consumidores finales. Recordando la franqueza de un importante empresario internacional: “nosotros venimos a hacer negocios y nó a hacer beneficencia”.

Finalmente, consideramos importante observar que:

- No hay una política de desarrollo hidrocarburos; dejando que surgan o desactiven importantes proyectos de desarrollo del subsector según la iniciativa, seguramente con una buena intención, tanto del sector privado nacional o internacional y del sector público. Tal es el proyecto de una planta petroquímica para la industrialización de gn, que fue elaborado por un equipo de expertos en el MINEM listo para su licitación en febrero del 2024 (que fue anunciado por el Ejecutivo el 28 julio del 2023) y que, el actual y anterior titular del sector no lo presenta con el mismo entusiasmo que tiene para el anunciado proyecto del “gasoducto costero” propuesto por los privados.
- Seguirá esperando el país la petroquímica del gas de Camisea (rico en etano, 10%) otros 20 años?, ¿ y se continuará consumiendo por el mercado interno y externo como combustible?.

23 de marzo 2025

**Dr. Jaime E. Luyo**