

REPORTAJE

MEZCLA DE HIDRÓGENO VERDE CON GAS NATURAL O LICUADO:

Por las redes del

blending



EL PROYECTO PILOTO DE GASVALPO EN LA REGIÓN DE COQUIMBO ES HASTA AHORA EL ÚNICO EN SU TIPO QUE SE DESARROLLA EN CHILE.

¿CÓMO HA EVOLUCIONADO Y QUÉ BRECHAS DEBEN SUPERARSE PARA QUE ESTA SOLUCIÓN ESCALE?

Mezclar gas natural o licuado con diferentes proporciones de hidrógeno. La definición más sencilla de lo que es el blending, una de las seis aplicaciones prioritarias que se han definido en la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde (H2V).

La experiencia pionera de este proceso en Chile y Latinoamérica partió en diciembre de 2022 en la región de Coquimbo, cuando Gasvalpo inició la primera inyección de H2V a una red de distribución de gas natural. Sobre sus resultados, el gerente general de compañía Jorge Matamala, comenta que “hasta la fecha el proyecto H2GN de Gasvalpo/Energas ha demostrado exitosamente que es posible inyectar hidrógeno en las redes de gas natural bajo una proporción de hasta un 5% en volumen. Esto, sin que se haya conectado ningún reactor de hidrógeno en las instalaciones de los usuarios, así como en la región de la zona sur. Para fines de 2024, la empresa

instalará el electrolizador asociado a la segunda etapa, “lo que nos permitiría aumentar progresivamente el nivel de inyección de H2V, en un primer paso hasta un 10%, para continuar luego con un 15% y 20% hacia el final del proyecto piloto, seguramente durante el primer semestre de 2026. Cuando iniciamos el Proyecto H2GN llegamos a poco más de 2.000 clientes conectados y actualmente ya superamos los 3.000, esperando crecer año a año”, detalla.

Plantea, asimismo, que el principal desafío estuvo en lograr una producción estable de hidrógeno verde en el tiempo, puesto que “la industria de la electrólisis para producir H2V está aún en fase de maduración en el mundo, por lo que es común que estos dispositivos requieran mucha atención y correcciones técnicas en sus inicios”.

Haciendo una evaluación del desarrollo del blending en Chile, el gerente general de Dandilion Ingeniería, Enrique Acuña, lamenta que “hasta el momento haya pocos avances, con la excepción del proyecto piloto en Coquimbo, que se realiza en condiciones acotadas e ideales, muy distintas a aquellas requeridas para la distribución de este proceso a gran escala”.

En el mismo sentido, el coordinador nacional del Proyecto TeamEurope Desarrollo del Hidrógeno Renovable de GIZ, Rodrigo





○ La mezcla de hidrógeno y gas permite generar una demanda constante para la producción de hidrógeno y reducir la cantidad de emisiones de GEI.

Vásquez, resalta la importancia de este tipo de mezcla, “aunque no ha sido ampliamente relevada en el país”. No obstante, señala que el proyecto en Coquimbo “constituye una apuesta importante hacia la descarbonización del consumo domiciliario y servicios, y el uso de nuevos energéticos limpios en el país”.

Ventajas y desafíos

Respecto a los beneficios del blending, Matamala subraya que la inyección de hidrógeno verde “permite disminuir la emisión de gases de efecto invernadero. Además, el éxito de este proyecto hará posible replicarlo en otras ciudades de Chile y del mundo, para redes de similares características”.

Acuña, por su parte, sostiene que esta solución “es una buena alternativa para generar un mercado que permita escalar la producción de H2V”. Sin embargo, a su juicio, las actuales redes de gas natural presentan




Habrá que esperar la nueva regulación internacional para ver cómo se puede avanzar en la conversión de redes de gas natural a blending en Chile”, Enrique Acuña, gerente general de Dandilion Ingeniería.



algunos problemas, como “menor capacidad de transporte, deterioro del nivel de integridad de las redes, mayor volumen de fugas y de riesgo de inflamación... Además, está el mayor costo del H2V puesto en la red”.

Para Vásquez, la mezcla de hidrógeno y gas “ofrece la posibilidad de generar una demanda constante para la producción de hidrógeno, permite reducir la cantidad de emisiones de gases efecto invernadero y ayuda a la diversificación de las fuentes energéticas,



para no depender 100% de las importaciones del gas”.

Y en materia de desventajas, el especialista de GIZ menciona que, por ejemplo, debido a la menor energía por volumen del H2 (1/3 menos que el gas natural), “se requerirá inyectar un mayor volumen de H2 para compensar el volumen de gas desplazado, para no disminuir el potencial energético de esta mezcla. También hay una diferencia de precio actual del hidrógeno respecto a su equivalente de gas natural, lo que hace a esta opción menos competitiva que la de 100% de gas. Esto debería ir cambiando a medida que baja el precio del H2”.

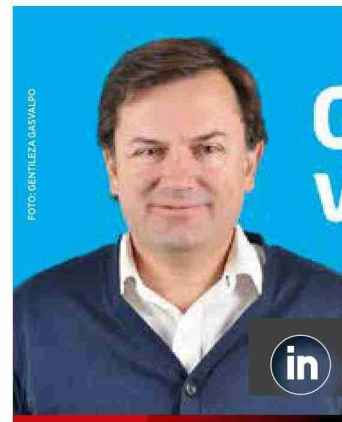
Cabe destacar que, en agosto 2021, GIZ lanzó el estudio “Inyección de hidrógeno en redes de gas natural”, en el cual se revisa la experiencia internacional sobre la materia,

○ En el segundo semestre de 2026 se alcanzaría el 20% de inyección de H2V a la red de gas natural en el Proyecto H2GN.

junto con comparar la materialidad de las redes en gas en Chile con las internacionales. Lo anterior, para determinar su compatibilidad con este nuevo energético y su potencial de aplicación en todo el país.

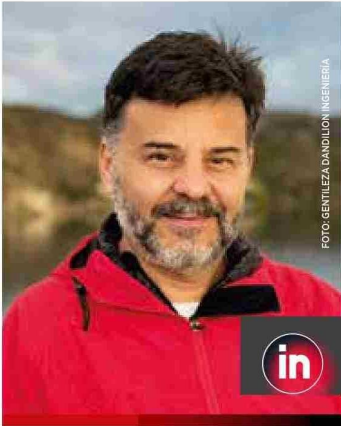
Distintos retos

Para tener un mayor posicionamiento a escala nacional, el blending requiere acortar brechas y superar desafíos. Uno de ellos es que el precio del hidrógeno sea competitivo respecto al del gas. Vásquez menciona otros retos: “Se debe avanzar también en el estudio del efecto que tendría el hidrógeno en la materialidad de las redes de gas, tanto en los gasoductos como en las redes de distribución. Hay que ana-



Jorge Matamala,
gerente general de Gasvalpo.





Enrique Acuña,
gerente general
de Dandilion Ingeniería.



Rodrigo Vásquez,
coordinador nacional del proyecto
TeamEurope Desarrollo del
Hidrógeno Renovable de GIZ.

“

El blending de hidrógeno y gas, a niveles bajos o moderados de inyección, no implica mayores cambios en la composición de las redes de gas”, Rodrigo Vásquez, coordinador nacional del proyecto TeamEurope Desarrollo del Hidrógeno Renovable de GIZ.

lizar, asimismo, las redes intradomiciliarias, los artefactos, los dispositivos de medida y de seguridad, entre otros, para conocer el impacto en la infraestructura de este nuevo energético con características distintas al gas. Y la inyección de más de 20% de hidrógeno a las redes de gas implica normar o definir otro tipo de energético de acuerdo con las nuevas características”.

El ejecutivo de Dandilion Ingeniería aporta otra mirada: “El escalamiento del blending pasa por disponer de un suministro importante de H2V, transportado desde las zonas de producción y almacenado en las áreas

donde se emplazan las redes de transporte (gasoductos), para que estas lo entreguen a los sistemas de distribución. En la actualidad, el gran desafío, suponiendo que se dispone del transporte y almacenamiento de H2V, es la factibilidad de que los gasoductos puedan ser adaptados al blending, para lo cual no existe en Chile un marco regulatorio de seguridad que lo permita”.

En esa línea, expone que desde el punto de vista técnico, cumpliendo con los requisitos previos, sí es posible inyectar más del 20% de H2V en las redes de gas. “La limitante se encuentra en el lado del consumo y la capacidad de los artefactos y equipos para absorber esta mayor concentración en forma segura”, advierte.

En calderas

Otra iniciativa que avanza en este campo es un estudio que lidera el Dictuc y el Departamento de Ingeniería Mecánica de la Pontificia Universidad Católica, el cual busca conocer el comportamiento que una caldera de agua caliente y su quemador tienen al alimentarse en base a blending.

Sobre los resultados, Fabián Hormazábal, consultor asociado de Dictuc y uno de los investigadores del análisis, asegura que “todo parece indicar que, teniendo ciertos resguardos de seguridad, en un quemador tradicional se podrían utilizar mezclas con entre 20% a 40% de hidrógeno sin mayores problemas, pero procurando regular adecuadamente el aire de combustión”.

Estas proyecciones, empujadas sobre la base de los ensayos efectuados en 2023 con la mezcla gas licuado-hidrógeno, pudiendo cambiar con la de gas natural-hidrógeno, análisis que se realizan en 2024.