



Inyección de hidrógeno en redes de gas natural

3 de agosto 2021



Edición:

Deutsche Gesellschaft für
Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Friedrich-Ebert-Allee 40
53113 Bonn • Alemania

Dag-Hammarskjöld-Weg 1-5
65760 Eschborn • Alemania

Nombre del proyecto:

Descarbonización del Sector Energía en Chile

Marchant Pereira 150
7500654 Providencia
Santiago • Chile
T +56 22 30 68 600
I www.giz.de

Responsable:

Rainer Schröer/Rodrigo Vásquez

En coordinación:

Ministerio de Energía de Chile
Alameda 1449, Pisos 13 y 14, Edificio Santiago Downtown II
Santiago de Chile
T +56 22 367 3000
I www.energia.gob.cl

Registro de Propiedad Intelectual Inscripción, ISBN: 978-956-8066-31-4. Primera edición digital: agosto 2021

Cita:

Título: Inyección de hidrógeno en redes de gas natural

Autor(es): Rodrigo Vásquez Torres, Pablo Tello Guerra, Jose Fuster Justiniano, Rocío Farías Hermosilla, Enrique Espinoza Cáceres, Nicolás Machuca Lazo.

Santiago de Chile, 2021.
89 páginas

Inyección H2 - Gas natural - Hidrógeno verde - Tecnologías hidrógeno – Mezcla H2

Aclaración:

Esta publicación ha sido preparada por encargo del proyecto “Descarbonización del Sector Energía en Chile” implementado por el Ministerio de Energía y Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH en el marco de la cooperación intergubernamental entre Chile y Alemania. El proyecto se financia a través de la Iniciativa internacional sobre el clima (IKI) del Ministerio Federal de Medio Ambiente, Protección de la Naturaleza y Seguridad Nuclear de Alemania - BMU. Sin perjuicio de ello, las conclusiones y opiniones de los autores no necesariamente reflejan la posición del Gobierno de Chile. Además, cualquier referencia a una empresa, producto, marca, fabricante u otro similar en ningún caso constituye una recomendación por parte del Gobierno de Chile o de GIZ.

Santiago de Chile, 03 de agosto de 2021

Contenido

1. Resumen ejecutivo	9
2. Introducción	11
3. Redes de Gas Natural	14
3.1. Descripción de los componentes principales de las redes de gas natural.....	15
3.1.1. Segmento de abastecimiento	16
3.1.2. Segmento de transporte	16
3.1.3. Segmento de distribución	19
3.1.4. Segmento de servicio	20
4. Mezcla de hidrógeno y gas natural.	20
4.1. Estado actual de la inyección de hidrógeno en redes de gas a nivel mundial	21
4.1.1. Australia	22
4.1.2. Francia	22
4.1.3. Reino Unido (UK)	23
4.1.4. Alemania	23
4.2. Tecnologías de producción de hidrógeno	24
5. Inyección de hidrógeno en redes de gas.....	26
5.1. Inyección de hidrógeno y tolerancias por segmento	26
5.1.1. Estaciones de inyección de hidrógeno.....	26
5.1.2. Inyección de hidrógeno en segmento de transporte y almacenaje.....	27
5.1.3. Inyección de hidrógeno en el segmento de distribución y servicios	29
5.2. Consideraciones para la inyección y compatibilidad del H ₂	30
5.2.1. Pureza del hidrógeno transportado.....	31
5.2.2. Consideraciones de seguridad del material y el uso	32
5.2.3. Densidad energética transportada.....	34
5.2.4. Costos de inyección.....	36
5.2.5. Linepack	36
6. Redes de gas en Chile.....	38
6.1. Segmento de transporte de gas en Chile.....	38
6.1.1. Consideraciones técnicas para la inyección de H ₂ en segmento transporte	43
6.2. Segmento de distribución en Chile	45
6.2.1. Consideraciones técnicas para la inyección de H ₂ en segmento distribución.	51
6.3. Segmento servicio (uso final del gas natural) en Chile.....	51

6.3.1.	Consumo sector residencial, comercial y vehicular.....	51
6.3.2.	Sector Industrial.....	54
7.	Consideraciones para el uso final del hidrógeno.....	56
7.1.	Aplicaciones residenciales.....	57
7.1.1.	Quemadores de cocina (encimeras).....	57
7.1.2.	Calefactores de agua.....	58
7.1.3.	Sistemas de calefacción residencial.....	59
7.1.4.	Medidores de Gas.....	60
7.1.5.	Impactos del hidrógeno en los componentes residenciales.....	60
7.2.	Comercial.....	62
7.2.1.	Calefacción de interiores.....	63
7.2.2.	Aplicación de agua caliente.....	63
7.2.3.	Cocinas.....	64
7.2.4.	Consideraciones equipos comerciales.....	65
7.3.	Industrial.....	65
7.3.1.	Calderas industriales.....	66
7.3.2.	Turbinas de generación eléctrica a gas natural.....	69
7.3.3.	Modelos de turbinas que admiten hidrógeno.....	71
7.4.	Reducción de CO ₂ a la atmósfera.....	73
7.4.1.	Impacto en el medio ambiente.....	73
7.4.2.	Reducción de CO ₂ con posible inyección de H ₂	75
7.5.	Potencia necesaria de electrólisis.....	76
8.	Conclusión.....	77
9.	Bibliografía.....	79
10.	Anexos.....	84
10.1.	Anexo A: Termoeléctricas a Gas Natural.....	84
10.2.	Anexo B: Normativas.....	88

Índice de Gráficos

Gráfico 1: a) Linepack de la red de gas en UK. b) Histograma de cambio en el Linepack.	18
Gráfico 2: Límite legislativo de inyección de H2 en red de gas natural por país. Fuente: IEA.	22
Gráfico 3: Usos actuales de H2. Fuente: IEA 2018.	24
Gráfico 4: Tolerancias de concentración de H2 por componente para el segmento de transporte y almacenaje. Fuente: Adaptado de “Overview of available test results and regulatory limits for hydrogen admission into existing natural gas infrastructure and end use [1] y Hydrogen from renewable power [32]”.	28
Gráfico 5: Tolerancia de concentración de H2 por componente para la sección de red de distribución, regulación de presión, sistemas de medición y red de servicios [1].	30
Gráfico 6: Efecto en la inyección de hidrógeno en la energía transportada en una tubería gas natural a 3 presiones de referencia [42].	35
Gráfico 7: Efecto de la inyección de hidrógeno en la flexibilidad de linepack comparada con un 100% de gas natural. [42].	37
Gráfico 8: Consumo comercial, vehicular, residencial año 2019. Fuente: Informe estadístico combustible 2019, SEC.	52
Gráfico 9: Consumo anual por región año 2019. Fuente: Informe estadístico combustibles 2019, SEC.	53
Gráfico 10: Consumo de gas natural región de Antofagasta, Coquimbo, Valparaíso, Metropolitana y O'Higgins. Fuente: Informe estadístico combustibles 2019, SEC,	53
Gráfico 11: Consumo de gas natural región Maule, Biobío, Araucanía, Los Lagos y Magallanes. Fuente: Informe estadístico combustibles 2019, SEC.	54
Gráfico 12: Tolerancia de concentración de H2 por componente para el uso final. Fuente: Adaptado de Overview of available test results and regulatory limits for hydrogen admission into existing natural gas infrastructure and end use [1] y Hydrogen from renewable power [32].	56
Gráfico 13: Reducción de CO2 en función de la concentración de H2 en el gas [41].	73
Gráfico 14: Impacto de emisiones de NOx en función de la concentración de H2 en la mezcla. Fuente: General Electric, (gas turbine webinar).	74
Gráfico 15: Cantidad de CO2 evitado en 3 casos de estudio.	75

Índice de Figuras

Figura 1: Emisión de CO2 por sector. Fuente: IRENA 2018.	11
Figura 2: Cadena de valor del hidrógeno como vector energético. Fuente: Elaboración propia.	13

Figura 3. Opciones de almacenamiento, considerando capacidad de almacenamiento versus periodo de tiempo. Fuente: E-CUBE Strategy Consultants analysis.....	15
Figura 4: Infraestructura general de tuberías de red de gas natural, con estaciones de compresión y reducción de presión. Fuente: Adaptado de “Blending Hydrogen into Natural Gas Pipeline Networks: A Review of Key Issue” [8].	15
Figura 5: Cadena de valor de la producción y transporte. Fuente: Energía y Sociedad [10].	16
Figura 6: Layout general de una estación de compresión de gas e inyección a red. Fuente: Adaptado de American Petroleum Institute, specification review [13].	17
Figura 7: Esquema de estación de reducción de presión. Fuente: Cast Iron Pressure Reducing Station (Spirax Sarco) [16].	19
Figura 8: Encendido de gas de ciudad UK [19].	20
Figura 9: Escenario 2030 (izq.) y 2040 (der.) Backbone Europa [20].	21
Figura 10: Inyección de gas a red por medio de múltiples fuentes. Fuente: Adaptado de: Power-to-gas for injection into the gas grid: What can we learn from real-life projects, economic assessments and systems modelling [29].	26
Figura 11: Estación de inyección de hidrógeno a red de gas. Fuente: Thyson’s Propane Vapour Injection equipment, https://www.thyson.com/ [31].	27
Figura 12: Red de gasoductos para transporte de gas natural en la Región de Antofagasta [45].	39
Figura 13: Red de gasoductos para transporte de gas natural en la Región de Valparaíso - Metropolitana [45].	39
Figura 14: Red de gasoductos para transporte de gas natural en la Región del Biobío [45].	39
Figura 15: Red de gasoductos para transporte de gas natural en la Región de Magallanes [45].	39
Figura 16: Representación de quemador de gas de cocina. Fuente: Extraído de Appraisal of Domestic Hydrogen Appliances [49].	58
Figura 17: Representación de horno a gas. Fuente: Extraído de Appraisal of Domestic Hydrogen Appliances [49].	58
Figura 18: Representación de Calefactor residencial. Fuente: Extraído de Appraisal of Domestic Hydrogen Appliances [49].	59
Figura 19: Representación de estufa a gas. Fuente: Extraído de Appraisal of Domestic Hydrogen Appliances [49].	60
Figura 20: Calefactor húmedo de uso comercial. Fuente: Hy4Heat WP5: Understanding Comercial Appliances for UK Hydrogen for Heat Demostration [51].	63
Figura 21: Calefactor de almacenamiento con llama directa. Fuente: Hy4Heat WP5: Understanding Comercial Appliances for UK Hydrogen for Heat Demostration [51].	64
Figura 22: Parrilla a gas de escala comercial.	64

Figura 23: Esquema de caldera industrial con sus principales componentes. Fuente: Adaptado de Hy4Heat Wp6: Conversion of Industrial Heating Equipment to Hydrogen [53].....	66
Figura 24: Sistemas de combustión para una turbina de gas [54].....	70
Figura 25: Impacto potencial de una planta con turbina a gas para la conversión a hidrógeno [54]. Power to Gas: Hydrogen for Power Generation. Goldmeier, Jeffrey	70

Índice de Tablas

Tabla 1: Propiedades físicas y de Combustión del Metano [5].	14
Tabla 2: Proyectos Power to Gas.....	23
Tabla 3: Procesos de producción de hidrógeno [27].	24
Tabla 4: Análisis de admisibilidad de gasoductos [31].	29
Tabla 5: Propiedades físicas y químicas del hidrógeno y el metano [5].....	31
Tabla 6: Poder calorífico inferior del hidrógeno y metano [40]. Fuente: Hydrogen Tools..	35
Tabla 7: Costos estimados de reacondicionamiento o reemplazo de principales equipos en líneas de transporte y estaciones de compresión. [2]	36
Tabla 8: Gasoductos de Chile con diámetro, capacidad, longitud y materialidad. Fuente: Elaboración propia, a partir de datos del SEC.	40
Tabla 9: Lista de puertos de hidrocarburos por zona geográfica, nombre de puerto, propietario y combustible administrado. Fuente: Energía Maps Beta, Comisión Nacional de Energía [45].	43
Tabla 10: Gasoductos en zona de transporte con posible inyección de hidrógeno.	44
Tabla 11: Gasoductos de distribución por zonas de Chile.....	46
Tabla 12: Impacto de inyección de hidrógeno en los diferentes componentes de los equipos residenciales. Fuente: Adaptado de Appraisal of Domestic Hydrogen Appliances [49].....	61
Tabla 13: Lista de empresas con desarrollo de productos de gas natural y adaptación a H2 para sector residencial. Fuente: Elaboración propia en base a WP4 de Hy4Heat [52].	62
Tabla 14: Lista de empresas con desarrollo de productos de gas natural y adaptación a H2 para sector comercial. Fuente: Elaboración propia en base a WP5 de Hy4Heat.	65
Tabla 15: Componentes que requieren modificaciones o reemplazo para la conversión a hidrógeno en equipos de uso industrial. Fuente: Hy4Heat Wp6 Conversion of Industrial Heating Equipment to Hydrogen [55].	67
Tabla 16: Costos estimados de conversión de equipos industriales [53].....	69
Tabla 17: Lista de empresas con desarrollo de productos de gas natural y adaptación a H2 para sector industrial. Fuente: Elaboración propia en base a WP5 de Hy4Heat.	71

Tabla 18: Equipos de Siemens y cantidad de H2 con que pueden operar. Fuente: Elaboración propia en base a información de Siemens.	71
Tabla 19: Equipos de General Electric y cantidad de H2 con que pueden operar [55]. Fuente: Elaboración propia en base a información de General Electric.	72
Tabla 20: Consumo de Gas Natural de Chile 2019, energía y emisiones de CO2.	75
Tabla 21: Balance energético inyección de porcentajes de hidrógeno en el gas natural. .	75
Tabla 22: Volumen y kilotoneladas de hidrógeno en los 3 casos de estudio.	76
Tabla 23: Potencia de electrolisis para los 3 casos de estudio.....	76
Tabla 24: Centrales termoeléctricas a gas con sus respectivos fabricantes, modelo y potencia nominal.	84
Tabla 25: Normas y estándares de seguridad internacional en materia de inyección de hidrógeno a tuberías. [58].....	88

Glosario:

ATR	Autothermal reforming
CH ₄	Metano
CNG	Gas Natural Comprimido
CO ₂	Dióxido de carbono
ERNCC	Energías renovables no convencionales
GEI	Gases de efecto invernadero
GNL	Gas natural licuado
H ₂	Hidrógeno molecular
H ₂ GEU	Gas entry unit
LPG	Liquefied petroleum gas
NOX	Óxidos de nitrógeno
NTS	National Transmission System.
SMR	Steam methane reforming
Solar FV	Solar fotovoltaica
PEM	Membrana Polimérica de Protones
SEC	Superintendencia de electricidad y combustible
ENAP	Empresa Nacional del Petróleo
CNE	Comisión Nacional de Energía
SEM	Sistema de Magallanes
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
CEN	Coordinador Eléctrico Nacional
NREL	National Renewable Energy Laboratory
PCI	Poder Calorífico Inferior

1. Resumen ejecutivo

En las estrategias de descarbonización del sector energético, una de las alternativas que surge como prometedora es el uso de hidrógeno en múltiples sectores en donde la electrificación es limitada o no necesariamente una medida costo efectiva. Además, para que el hidrógeno sea considerado como sustentable, debe ser producido en base a energías renovables, como la solar, eólica, biomasa, entre otras. Sin embargo, no siempre los lugares con mejores recursos renovables están cerca de los centros de consumo, por lo que es necesario transportar el hidrógeno producido de manera segura, económica y sustentable. Para esto, múltiples países como Alemania, España, Francia, Bélgica, entre otros, se encuentran desarrollando estudios, estrategias y proyectos relacionados con la inyección de hidrógeno a los gasoductos de gas natural ya existentes, de esta manera poder reutilizar la infraestructura de transporte.

En estos estudios se está evaluando la posibilidad de reemplazar el gas natural por hidrógeno o, de no ser posible, inyectar una fracción en volumen de este elemento. Para determinar la factibilidad técnica, es necesario conocer la tolerancia que tiene cada componente de la red de gas natural en relación con su funcionamiento y seguridad en contacto con la mezcla de H₂ o con 100% de H₂. Se determinó que el grado de tolerancia dependerá principalmente de:

- Presión de operación.
- Materialidad de las tuberías.
- Componentes, tales como válvulas y compresores en la parte del transporte.
- Tipo de uso o combustión final.
- Componentes que utilizan gas, para el caso de los consumidores finales.

Para el segmento de transporte, los grados de tubería de acero al carbono comunes como API 5L- X52 (y grados de menor resistencia) y ASTM A 106 Grado B se han utilizado ampliamente en el servicio de gas hidrógeno con pocos reportes de problemas, admitiendo un 10% de hidrógeno [1] en volumen, y alcanzarían el 100% haciendo modificaciones intermedias. Sin embargo, se deberán evaluar posibles actualizaciones en los equipos de compresión y de los consumidores finales industriales. Por otra parte, para las líneas de distribución y servicio construidas de polietileno con baja presión, es posible una inyección de 100% a largo plazo, pero en la práctica se recomienda comenzar con un porcentaje inferior e ir incrementando a medida que las líneas y el consumidor final lo permita, todo esto con constantes supervisiones de estas.

Para los equipos abastecidos de gas natural el grado de H₂ tolerable dependerá, del diseño, de la antigüedad y las consideraciones de seguridad, por lo que deberán ser evaluados en cada caso particular.

Finalmente, los factores más importantes a considerar para determinar si es factible técnica, económica y medioambientalmente la inyección de hidrógeno a la red, y en qué cantidad son:

- Seguridad:
 - Combustión (Inflamabilidad).
 - Transporte (Filtraciones).
- Energéticas:
 - Poder calorífico y temperatura de llama.
 - Linepack.
- Medioambientales:
 - Emisión de NOx en combustión.
 - Reducción de CO₂.
- Operación:
 - Fluctuaciones de presión.
 - Materialidad gasoductos.
 - Admisibilidad compresores.

Para el caso de Chile, la infraestructura de transmisión de gas natural es bastante sectorizada y se limita a 4 zonas geográficas, Antofagasta, Santiago, Biobío y Magallanes. Cada una de estas regiones tiene sus características distintivas y deben ser evaluadas por separado para determinar cuánto hidrógeno será posible inyectar para no afectar a los consumidores finales.

En principio, en todas estas zonas con líneas de transporte se podrá inyectar H₂ y con una concentración de no más de 5%, por la limitación de los compresores, sin embargo, para aumentar el porcentaje se deberán realizar modificaciones a la red, las cuales dependerán de una evaluación específica en cada caso. Los métodos pueden ser, aplicación de revestimientos, monitoreo constante de fracturas, estrategias de operación para mantener presión constante o, en caso de no ser posible, reemplazar la tubería. Se estima que los costos de reacondicionamiento para tuberías de transporte y los de la estación de compresión corresponden a un 10-35 % y 100% de las actuales tuberías y estaciones respectivamente. Mientras que los costos de recambio para tuberías de transporte y para la estación de compresión ascienden a 110-150% y 140-180% de las actuales tuberías y estaciones respectivamente [2]. Para el caso de distribución, la gran mayoría de las líneas secundarias de transporte son construidas en polietileno, el cual es compatible con el hidrógeno, por lo que los cambios requeridos solo deberán ser enfocados en los componentes de la red. Para el caso del consumidor final, será necesario evaluar cada caso, debido a que tanto el sector residencial como el comercial requerirán de diferentes modificaciones y niveles de inversión.

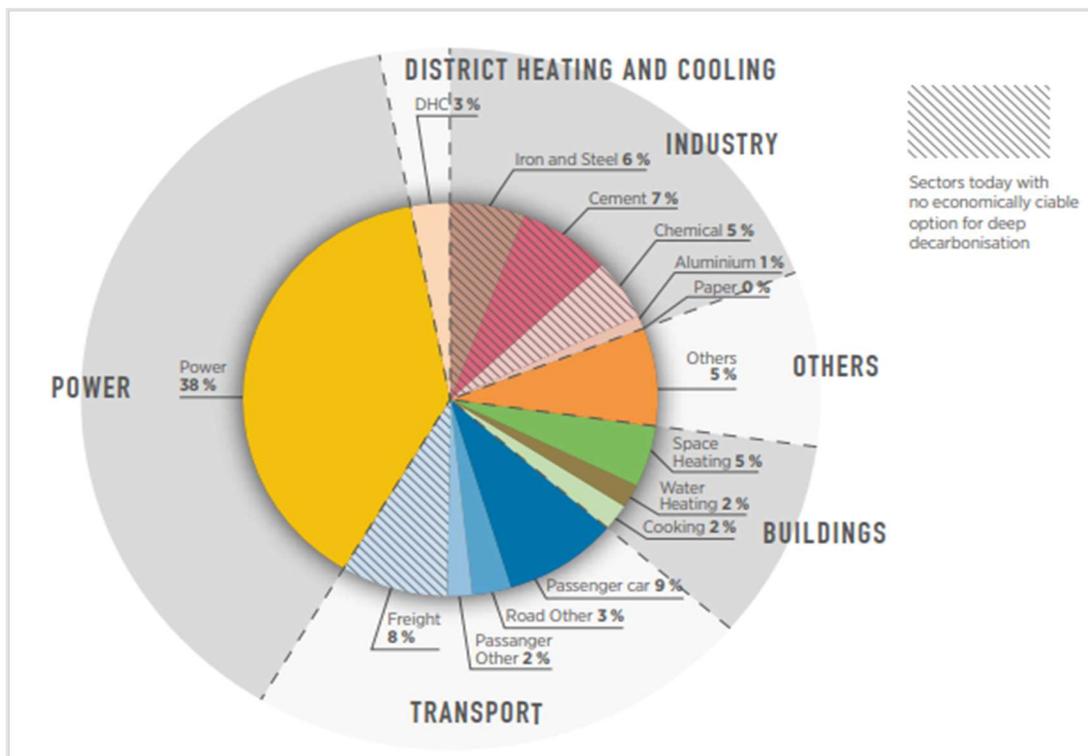
Del punto de vista ambiental, si consideramos que el año 2019 hubo un consumo total de gas natural a nivel nacional 4.699.252.920 [m³], con una inyección de 5%, de 10% y de 20% de hidrógeno a la red se evitarían 132 [kTon], 277 [kTon] y 599 [kTon] de CO₂ respectivamente, a la atmósfera. En este sentido para producir tal cantidad de hidrógeno, la potencia necesaria ascendería a 627 MW, siempre y cuando el factor de utilización de los electrolizadores sea aproximadamente el 90%. Esto puede ser un buen incentivo para el sector privado para invertir en infraestructuras o en productos y componentes compatibles con H₂.

2. Introducción

En el marco de la descarbonización de la matriz energética y de otros sectores industriales han surgido diferentes estrategias en todo el mundo para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y así poder cumplir con los objetivos de desarrollo sostenible (ODS) 7 y 13 propuestos por las Naciones Unidas [3], los cuales se titulan como “Energía asequible y no contaminante” y “Acción por el clima”, respectivamente. De acuerdo con el informe de IRENA (IRENA, 2017a), una de las actividades que más emite GEI es la industria de generación eléctrica, ver Figura 1.

Sin embargo, en el último tiempo las tecnologías de generación eléctrica en base a fuentes renovables, como lo son la solar y eólica, han comenzado a evitar notoriamente las emisiones en este sector. Por otro lado, existen sectores tales como el transporte, construcción e industria, en los cuales las medidas de mitigación son menos accesibles técnica y económicamente en comparación con el caso del sector eléctrico.

Figura 1: Emisión de CO₂ por sector. Fuente: IRENA 2018



Por esta razón, múltiples naciones con la ayuda de la academia y la industria han comenzado a tomar medidas para la descarbonización de estos sectores de más difícil mitigación, siendo las más importantes:

- Eficiencia energética.
- Electrificación.
- Combustibles alternativos.
- Sistemas de captura de GEI.
- Sistemas de almacenamiento energético.

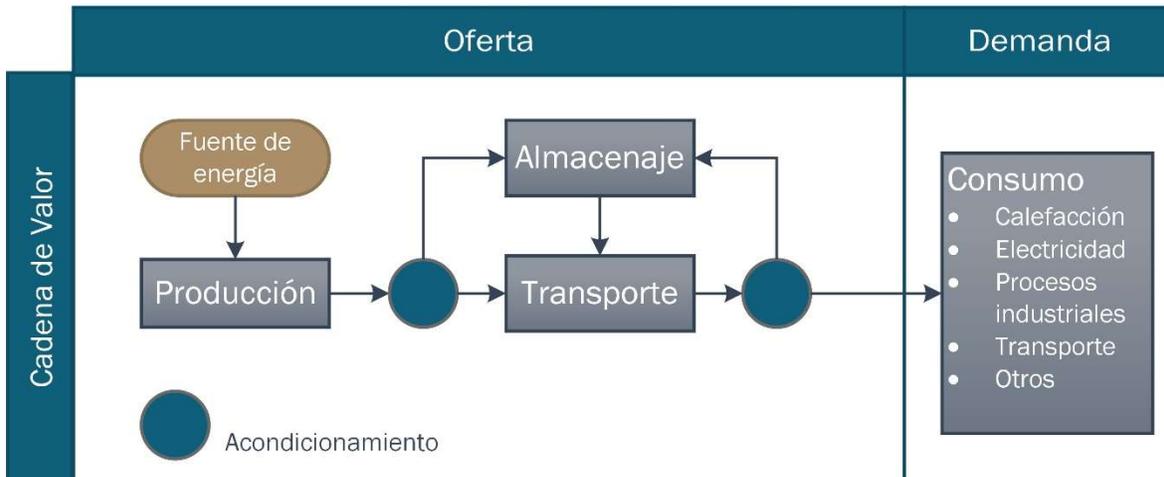
Es en este contexto que el hidrógeno (H_2) surge como una alternativa para descarbonizar los mencionados sectores debido a la posibilidad de usarlo como vector energético y a otros factores característicos como su densidad energética en térmicos de masa y potencial de aplicación en variados usos como generación eléctrica, transporte, almacenamiento energético, industria química, industria térmica, calefacción, construcción, entre otros.

Con el ánimo de concretar la masificación por el uso de hidrógeno, en el último tiempo se ha avanzado enormemente en el desarrollo de cada una de sus aplicaciones, lo cual implica que la demanda futura por este vector energético aumentará en medida que las tecnologías que funcionen en base a hidrógeno comiencen a ser más asequibles tanto técnica como económicamente, donde la infraestructura respectiva juega un rol sumamente relevante. Por el lado de la oferta de hidrógeno también resulta esencial contar con una sólida producción para incentivar el crecimiento de este nuevo mercado.

De esta forma, se espera una disminución del costo de nuevas tecnologías que funcionan en base a hidrógeno como puede ser el caso de turbinas para generación eléctrica, buses a celdas de combustible en transporte o sistemas de cogeneración. Será clave la inversión en una infraestructura tal que permita utilizar las nuevas aplicaciones y la reducción en el costo de producción del hidrógeno verde, entre otros elementos, para crear un entorno factible para su desarrollo y mayor uso a escala local y global. Por lo tanto, resulta de gran importancia encontrar infraestructuras energéticas actualmente en operación que sean compatibles con el hidrógeno verde de tal manera de facilitar la transición hacia la adopción de este energético a gran escala.

Por otra parte, el uso del H_2 como reemplazo de otros combustibles debe cumplir con diferentes condiciones para que sea técnica y económicamente viable. Una de estas condiciones es que su transporte sea eficiente, confiable, seguro, tal como es el caso de otros combustibles como la gasolina, el gas natural o el diésel. Como se muestra en la Figura 2 la etapa de transporte es el enlace principal entre la oferta y la demanda de H_2 .

Figura 2: Cadena de valor del hidrógeno como vector energético. Fuente: Elaboración propia.



A partir de la búsqueda de infraestructuras energéticas existentes compatibles con el hidrógeno y de la necesidad por transportar este compuesto no es de extrañar que una de las alternativas que mayor interés genera en la industria y gobiernos es la inyección de hidrógeno en las redes de gas natural, tanto para el caso de transporte como para la distribución. Esto debido a que en el futuro y con miras a descarbonizar la matriz, el gas natural también podría ser reemplazado por lo que la existencia de una infraestructura podría ser aprovechada, solucionando así uno de los grandes escollos para el transporte y adopción del hidrógeno verde.

Por lo anterior, en este estudio se busca identificar los factores claves que determinarán la posibilidad de inyectar hidrógeno en la red de gas natural en Chile. Para ello, se analizaron los siguientes puntos:

- Componentes principales de una red de gas natural, desde sus fuentes hasta los consumidores finales.
- Mezcla de H₂ y gas natural y el estado del arte a nivel global.
- Producción e inyección de H₂ a las redes de transporte y su costo.
- Redes de gasoductos en Chile en segmento de transporte y distribución y componentes asociados.
- Aplicaciones de uso final.
- Factibilidad de inyectar H₂ en redes de gas natural en Chile, en transporte y distribución. Consideraciones para el uso del H₂.

3. Redes de Gas Natural

El gas natural es una mezcla de diferentes gases, cuyo principal compuesto es el metano (CH_4) y se obtiene a partir de la descomposición de restos orgánicos que estuvieron hace millones de años bajo la tierra [4], por lo tanto, es considerado una fuente de energía no renovable.

Después que es extraído y procesado, el gas natural se puede transportar vía gasoductos localizados en los mismos sitios de extracción o licuarlo a muy baja temperatura (-160°C) y transportarlo en barcos como gas natural licuado (GNL) a sectores lejanos de estos puntos. Luego el GNL se regasifica en los puertos de destino, para ser transportado por gasoductos a los consumidores finales.

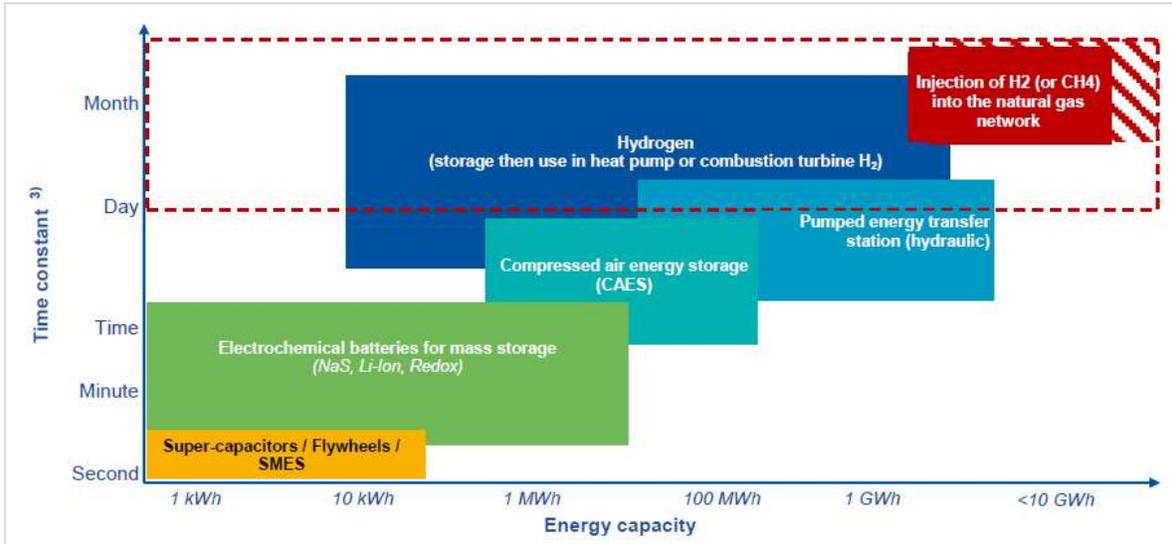
En la Tabla 1 se aprecian las propiedades del metano a una temperatura de 15°C y 1 [atm].

Tabla 1: Propiedades físicas y de Combustión del Metano [5].

Propiedad	Unidad	Metano
Propiedades Físicas		
Densidad	[kg/m^3]	0,68
Poder calorífico	[MJ/kg]	50
Índice de Wobbe	[MJ/Nm^3]	47-52(NCH2380)
Propiedades de Combustión		
Rango de Flamabilidad	[% vol]	4,4-17,0
Límite de oxígeno para combustión	[% vol]	12
Velocidad de combustión	[m/s]	0,4
Tamaño de celda de detonación	[mm]	~300
Energía mínima para ignición	[mJ]	0,21
Temperatura de autoignición	[$^\circ\text{C}$]	600

Desde el punto de vista energético, el transporte o transmisión de energía mediante gasoductos de gas natural es la mejor vía para la entrega de energía, ya que las infraestructuras de gas son capaces de transportar energía a largas distancias con pérdidas muy bajas (0,7% frente a los 2 a 6% de pérdidas para las redes de transmisión eléctricas) [6]. Por ejemplo, si se compara la cantidad de energía que es capaz de transmitir una red de 220 [kV], las cuales son las más comunes en Chile, en el mes de febrero del año 2021, la máxima potencia transmitida en un horario fue de 400 [MW] (Quillota – Polpaico) la cual posee una longitud de 74 [km] [7]. En cambio, una red de gasoducto de 76 [km] de largo, con un diámetro nominal de 16 [in] transporta una cantidad de energía aproximada de 3659 [MW]. Además, las redes de gas pueden transportar y entregar grandes cantidades de energía, así como por su tamaño permiten una muy alta capacidad de almacenamiento masivo estacional. En la Figura 3 se muestra un resumen de las diferentes opciones de almacenamiento energético, en relación con su capacidad y tiempo.

Figura 3. Opciones de almacenamiento, considerando capacidad de almacenamiento versus periodo de tiempo. Fuente: E-CUBE Strategy Consultants analysis.



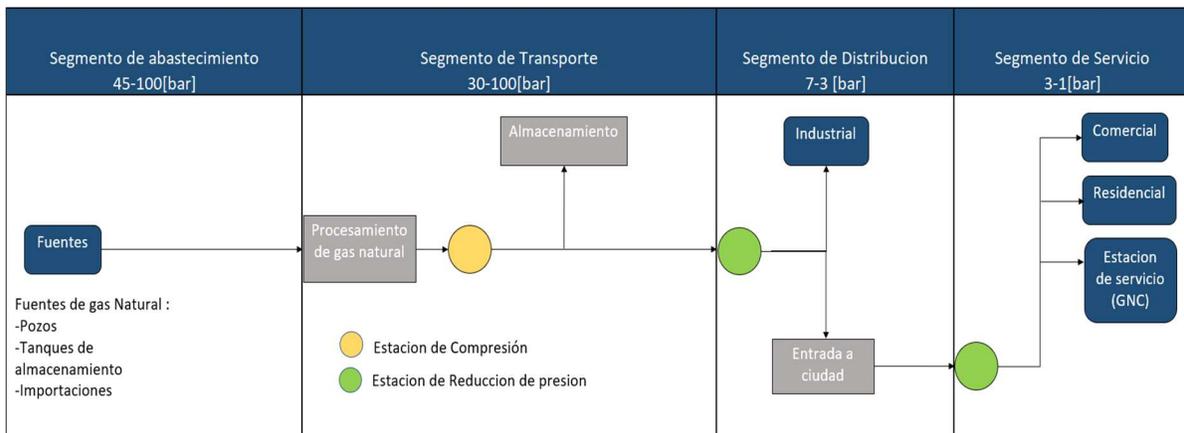
3.1. Descripción de los componentes principales de las redes de gas natural

La cadena de suministro del gas natural comprende desde la fuente de obtención del gas hasta llegar al consumidor final, dividiéndose de manera general en los siguientes cuatro segmentos:

- Abastecimiento,
- Transporte,
- Distribución y
- Servicio.

Estos segmentos se describen en la Figura 4.

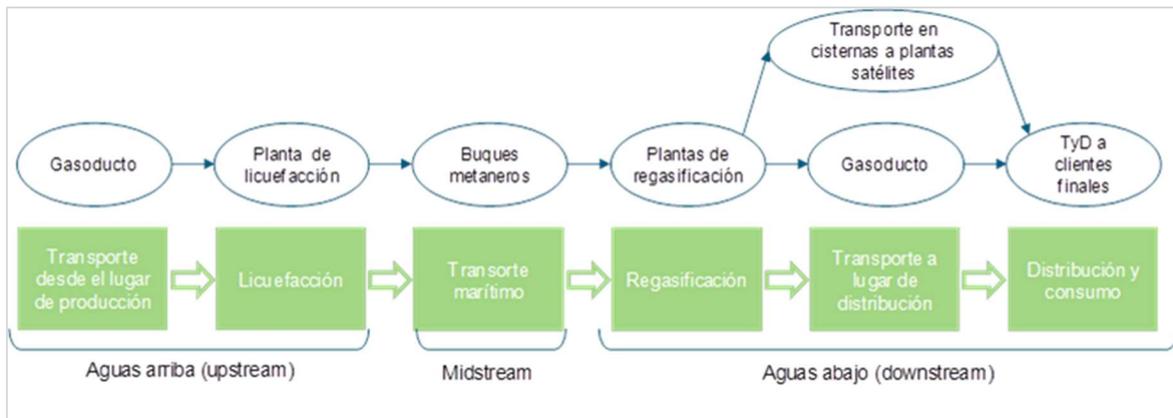
Figura 4: Infraestructura general de tuberías de red de gas natural, con estaciones de compresión y reducción de presión. Fuente: Adaptado de “Blending Hydrogen into Natural Gas Pipeline Networks: A Review of Key Issue” [8].



3.1.1. Segmento de abastecimiento

El gas natural extraído de pozos es procesado para eliminar el agua u otros compuestos contaminantes como el azufre y el helio. Además, debe separarse de gases como el etano, el nitrógeno y el CO₂, y se extraen líquidos como propano, butano, pentano y hexano [9]. Con este tratamiento, el gas ya está listo para ser transportado por gasoductos en el caso que las distancias de consumo no sean tan lejanas o pasar por el proceso de licuefacción (GNL) cuando se desee transportar el producto a lugares de consumo a mayor distancia. En la Figura 5 se aprecia la cadena de valor del GNL.

Figura 5: Cadena de valor de la producción y transporte. Fuente: Energía y Sociedad [10].



Para la producción de GNL, el gas natural es procesado en plantas de licuefacción las cuales reducen la temperatura del gas a -160 [°C]. Como consecuencia, ocurre un cambio de estado de la materia, pasando de estado gaseoso a estado líquido. Las ventajas de tener el gas natural en estado líquido es la reducción de su volumen en 600 veces [11], permitiendo almacenarlo y transportarlo con mayor seguridad. Luego de ser almacenado, se carga en buques metaneros, con capacidad de transportar entre los 25.000 [m³] y los 270.000 [m³], y están habilitados especialmente para mantener la temperatura evitando la transferencia de calor entre el compuesto líquido y el exterior. Al llegar a destino final el barco, el GNL es descargado mediante tuberías capaces de soportar la temperatura de -160 [°C] y almacenado en tanques especialmente diseñados para ello.

3.1.2. Segmento de transporte

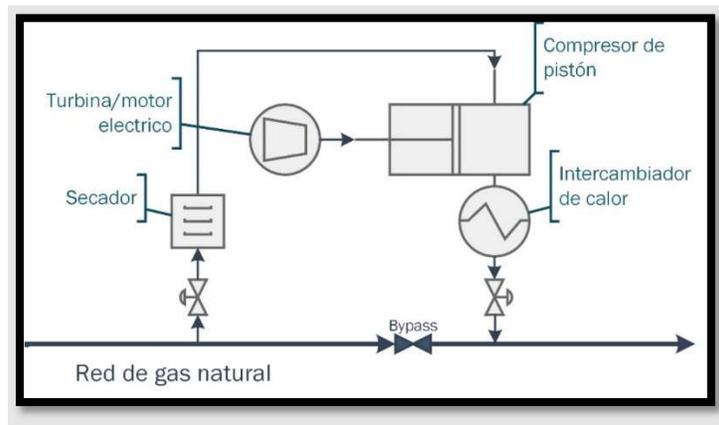
Al encontrarse el gas natural en estado líquido en los estanques de almacenamiento posterior a la descarga de los barcos, este es enviado a la zona de regasificación a través de bombas primarias, en donde se inicia la transformación de estado de líquido a gaseoso. Luego, pasa por bombas secundarias, donde llega a una temperatura de -145°C. A esta temperatura todavía se encuentra en estado líquido, por lo que el fluido ingresa a vaporizadores de agua de mar [12] aumentando su temperatura y cambiando a estado gaseoso, quedando listo para ser inyectado a las redes de gasoductos en el segmento de transporte.

En este segmento, se encuentran las estaciones de compresión y se produce la característica de almacenamiento energético inherente denominada Linepack.

Estaciones de compresión

Para el transporte de gas natural de un punto a otro por medio de tuberías, es necesario contar con una estación de compresión en donde se reduce el volumen que ocupa el gas, para posteriormente enviarse a través de la tubería a los centros de consumo tal como se aprecia en la Figura 6.

Figura 6: Layout general de una estación de compresión de gas e inyección a red. Fuente: Adaptado de American Petroleum Institute, specification review [13].



Los principales componentes de la estación de compresión son:

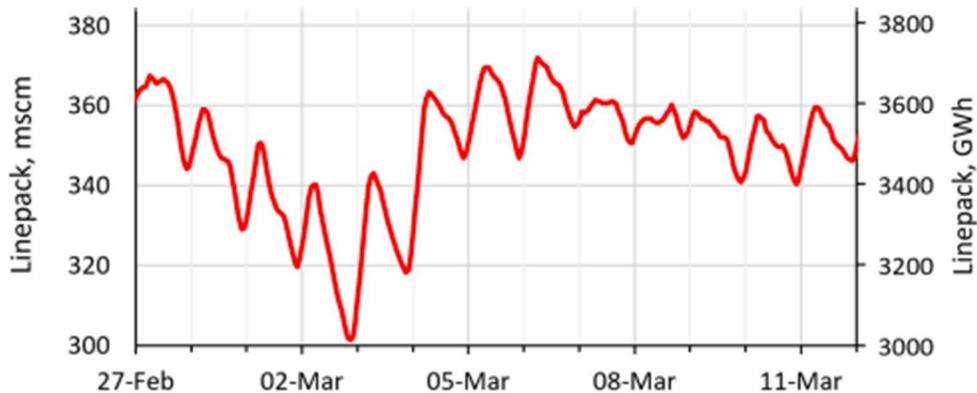
- **Depurador o secador:** Corresponde al filtro del sistema que separa la humedad presente en el gas para proteger los elementos del compresor y evitar que estos se dañen. El grado de depuración dependerá de la fuente de gas.
- **Turbina o motor:** Encargado de transmitir potencia al compresor para poder comprimir el gas.
- **Compresor:** Encargado de comprimir el gas. Para comprimir gas natural se suele utilizar compresores de pistón o centrífugos. En los primeros el tipo de gas a comprimir no afecta su funcionamiento; sin embargo, para el segundo tipo de compresor el tipo de volumen y la tasa de flujo volumétrico del gas afectan su rendimiento de compresión [14].
- **Enfriador o intercambiador de calor:** Al ser comprimido el gas, este aumenta su temperatura. Este incremento dependerá de las etapas de compresión y en caso de generarse altas temperatura del gas, se podrían producir cambios en las propiedades de los materiales. Por esta razón, se debe enfriar el gas posterior a su compresión.
- **Sensores de flujo:** Corresponde a los medidores de flujo de caudal los cuales permiten cuantificar la cantidad de gas que está siendo despachado a la red.

Almacenamiento red de gas (Linepack).

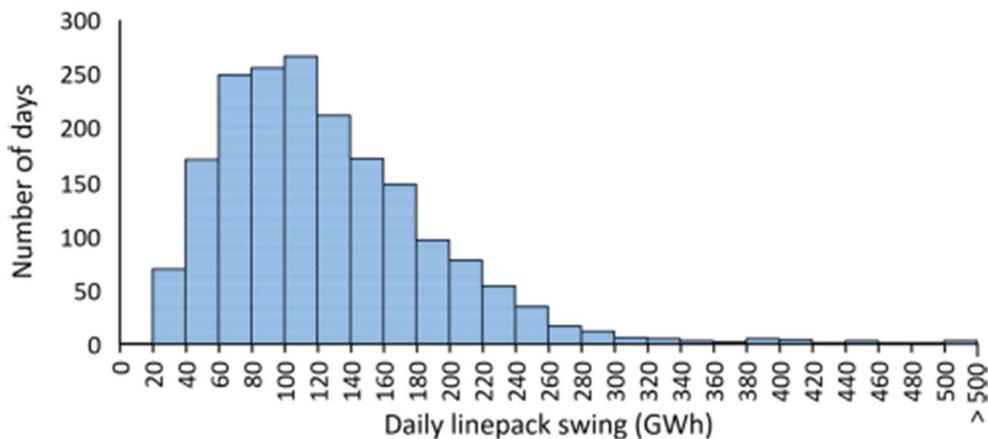
La red de gas natural tiene una capacidad de almacenaje inherente conocida como Linepack. Esta es la totalidad de gas en [scm] (estándar cm³) contenidos en el sistema de

red de gas. Como la presión varía, la cantidad de gas almacenado también. En la red de transporte se manejan altas presiones (mayores a 30 bar) [15], por lo tanto, existe una gran capacidad de almacenaje. Sin embargo, el Linepack varía durante el día debido a que los operadores regulan el flujo en función de la oferta y demanda.

Gráfico 1: a) Linepack de la red de gas en UK. b) Histograma de cambio en el Linepack.



(a)



(b)

- a) Variación de Linepack de red de tubería de (NTS) en el sistema de transmisión del Reino Unido, en 2 semanas de operación.
- b) Histograma de la oscilación del Linepack (Linepack swing) en un horizonte de 5 años 2013-2018. Esto se refiere a la diferencia entre el Linepack al inicio del día (5 am) y el mínimo nivel luego de 24 horas consecutivas. Por lo tanto, la diferencia más probable es en un rango entre 60-160 GWh en Linepack. Es común 100 [GWh] y en casos extremos 400 [GWh] (días muy fríos consecutivos).

Es importante considerar que el Linepack disminuirá cuando la demanda de gas natural sea mayor a lo normal, por ejemplo, si una planta térmica de generación eléctrica en base a gas natural comienza a operar más del tiempo planeado debido a un aumento en la demanda de electricidad.

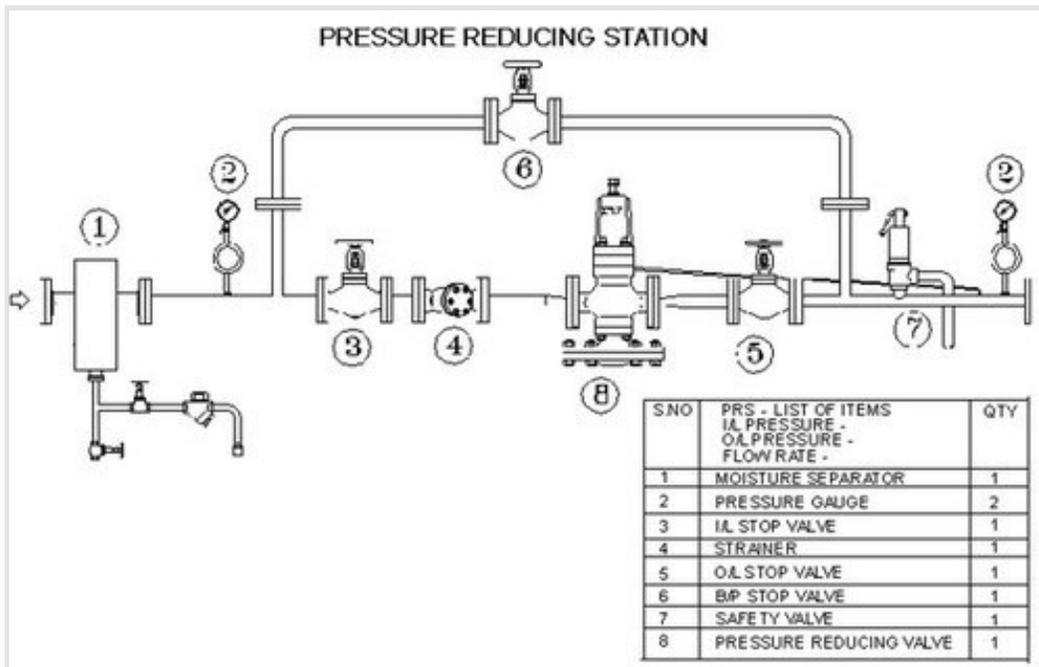
3.1.3. Segmento de distribución

En esta parte de la cadena de valor se reduce la presión del gas proveniente de las líneas de transporte. El rango de presión bajo el que operan estas tuberías se encuentra entre los 3 y 7 [bar]. También en esta zona se distribuye el gas a las generadoras de electricidad y otros clientes industriales, donde previamente el gas se odORIZA para la detección de fugas y protección de la salud de las personas.

Estaciones de reducción de presión

Como se mencionó, cuando el gas natural llega al punto donde es requerido, no puede ser utilizado a la misma presión con la cual es transportado y es por esta razón que debe ser acondicionado mediante un proceso de reducción de presión, tal como se aprecia en la Figura 7. El gas natural, al ser forzado a reducir su presión comenzará a expandirse, lo que producirá una disminución de temperatura que debe ser regulada en la estación. La disminución de temperatura en función de la presión del gas natural es de 0,5 [°C/bar].

Figura 7: Esquema de estación de reducción de presión. Fuente: Cast Iron Pressure Reducing Station (Spirax Sarco) [16].



Las estaciones de reducción de presión cuentan con mucho menos componentes que la estación de compresión. Dentro de los elementos críticos de operación se encuentran:

- Depurador: Corresponde al filtro del sistema que separa la humedad presente en el gas.
- Válvulas reductoras de presión: Encargadas de reducir la presión de forma gradual. Generalmente se hace en etapas para amortiguar la carga de las válvulas.
- Válvulas de control de caudal: Encargadas de regular el flujo de gas que circula por la estación. Su función es muy importante ya que controla el paso y asegura que las características del gas transportado no excedan los límites operacionales.

Odorización del gas natural

El gas natural es un compuesto inodoro, por lo cual es necesario agregar algún compuesto para poder notar su presencia. Normalmente los compuestos usados para esto han sido los mercaptanos. Son compuestos de muy alta concentración por lo que se agregan en cantidades mínimas.

3.1.4. Segmento de servicio

Estas líneas son la parte final de la cadena de transporte y distribución del gas natural. Sus presiones de operación están entre 1 y 3 [bar] y son las encargadas de la entrega del gas a los consumidores finales, específicamente los residenciales, comerciales y el servicio de GNC vehicular.

El material comúnmente utilizado para la red de distribución y de servicio es de:

- Acero.
- Fierro fundido (las más antiguas).
- Polietileno (las modernas).

4. Mezcla de hidrógeno y gas natural.

A finales del siglo XIX países como Inglaterra fueron los primeros en distribuir el llamado gas de ciudad el cual se usaba para el alumbrado de las calles y estaba compuesto principalmente por hidrógeno y metano. En el caso de Chile, en la ciudad de Valparaíso en el año 1853, la empresa Gasvalpo comienza la distribución de este gas para alumbrado público [17].

El gas de ciudad estaba constituido principalmente por los siguientes elementos:

- Hidrógeno (40%)
- Metano (25%)
- Nitrógeno y monóxido de carbono con un 9% cada uno [18].

La presión de operación con la cual se transportaba este gas era de 20 [mbar] y 300 [mbar].

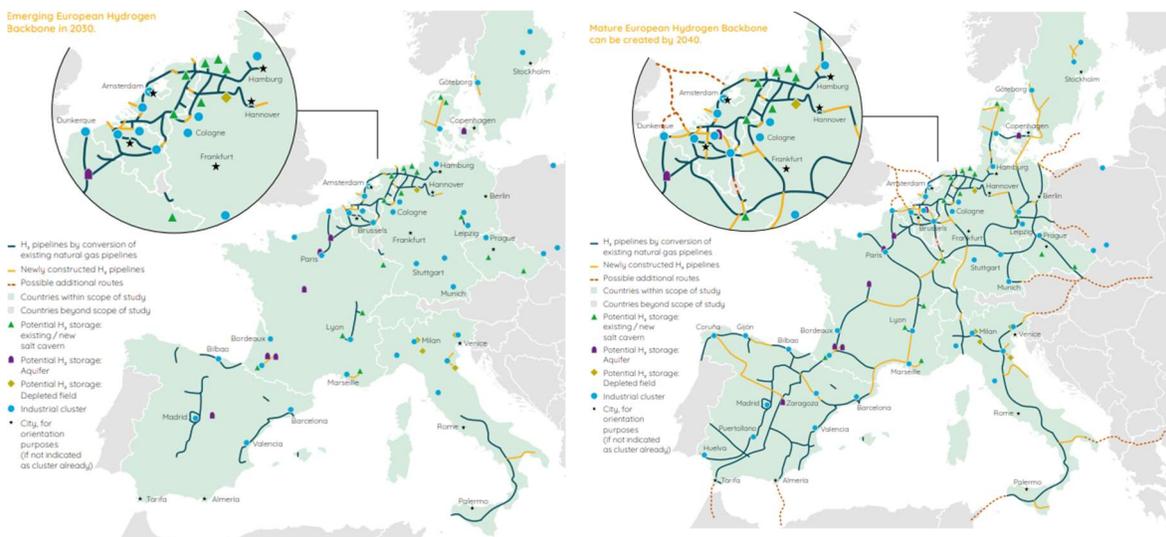
Figura 8: Encendido de gas de ciudad UK [19].



4.1. Estado actual de la inyección de hidrógeno en redes de gas a nivel mundial

Actualmente, diferentes países están analizando la posibilidad de inyectar hidrógeno a las redes de gas existentes. Uno de los informes preparados por empresas de gas de Europa, el European Hydrogen Backbone, da a conocer ciertos posibles escenarios a un corto plazo con respecto a la posible inyección de hidrógeno, sobre todo en el tópico de los gasoductos. En el caso de Europa se pretende tener una infraestructura de 6.800 [km] de tuberías de hidrógeno para el año 2030, el cual consistiría en adecuar mayoritariamente los gasoductos actuales para que puedan ser usados con hidrógeno. Debido a la emergente demanda que podría surgir para el año 2040 (Figura 9) se propone una red troncal entre Alemania, Francia, Italia, España, Holanda, Bélgica, República Checa, Dinamarca, Suecia y Suiza, la cual podría abarcar más de 29.000 [Km]. Para este caso, se propone contar con un 25% de nuevas redes y cubrir el 75% restante readecuando las redes [20].

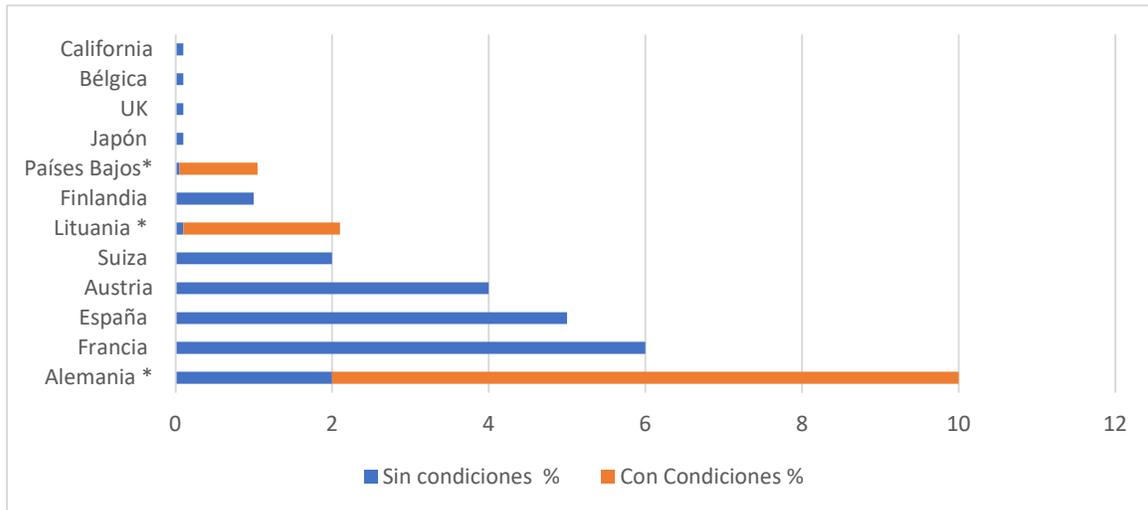
Figura 9: Escenario 2030 (izq.) y 2040 (der.) Backbone Europa [20].



Gran parte de los proyectos que han inyectado hidrógeno o que se encuentran estudiando esta posibilidad, lo están haciendo para el segmento de distribución, debido, entre otras cosas, a la materialidad que poseen estas tuberías, la mayoría de ellas construidas en base a polietileno. Las ventajas del uso de este material serán descritas en la sección Inyección de hidrógeno en redes de gas.

Por otra parte, y tal como se comentó, las regulaciones y limitaciones en la inyección de gas pueden variar dependiendo de cada país y sus propias características, lo cual se puede observar en el Gráfico 2.

Gráfico 2: Límite legislativo de inyección de H₂ en red de gas natural por país. Fuente: IEA.



Para el caso europeo, existe una iniciativa llamada HyLaw [21], donde se pueden encontrar las legislaciones de cada uno de los países pertenecientes a la Unión Europea que cuentan con red de gas para transporte y distribución. En esta plataforma se presentan los decretos de ley para transporte de combustibles gaseosos, en donde se encuentran los porcentajes de hidrógeno y sus respectivas consideraciones.

Algunos de los proyectos por países son:

4.1.1. Australia

- Hydrogen park South Australia: Ubicado en el distrito de innovación en Tonsley. Desde el año 2020 comenzó la producción de hidrógeno usando agua y electricidad provenientes de fuentes renovables. En primera instancia se comenzó con una mezcla de 5% de hidrógeno y se está pensando actualmente en la inyección de 10% de hidrógeno [22].
- Hydrogen park Gladstone: La producción de hidrógeno se basará en la electrólisis del agua con electricidad proveniente de fuentes renovables, usando un electrolizador PEM de 175 [kW] [23]. El hidrógeno se mezclará con gas natural al 10% para satisfacer la demanda de 770 clientes en la localidad de Gladstone, en el estado Queensland. Se espera que la inyección comience el año 2022.

4.1.2. Francia

- GRHYD: Este proyecto consiste en probar la inyección de hidrógeno en la red de gas natural en el pueblo de Le Petit y en las estaciones de carga de combustible para buses. A esta mezcla de gases le llamaron Hythane [24]. El gobierno francés apoya este proyecto junto con la empresa Engie y otros consorcios. El proyecto se inició el año 2014, con los respectivos estudios sociales y de prefactibilidad. Lo que concierne respecto a transporte se comenzó con una inyección al 6% de hidrógeno para llegar a un 20 %. Con respecto a la inyección en las redes de gas natural la mezcla contiene menos de un 20% de hidrógeno.

4.1.3. Reino Unido (UK)

- Hydeploy: Este proyecto es uno de los primeros del Reino Unido en demostrar que se puede inyectar H₂ de manera segura en la zona de distribución sin realizar cambios en los equipos de los consumidores finales. El año 2017 comenzaron los primeros estudios para poder realizar la inyección en dos localidades, la Universidad de Keeler y en una localidad pequeña ubicada en Winlaton. En el año 2019 comenzó la inyección de H₂ al 15% la cual se irá aumentando gradualmente en la medida que los equipos no se vean afectados [25].

4.1.4. Alemania

- P2G Frankfurt: [26]: La empresa ITM Power junto con los socios alemanes Mainova y Netzdienste Rhein-Main, inyectaron hidrógeno por primera vez en la red de distribución alemana, específicamente en Frankfurt. La inyección que se realizó a la red fue de un 2% [vol]. La planta produce 60 $\left[\frac{m^3}{h}\right]$, pudiendo inyectar 3000 $\left[\frac{m^3}{h}\right]$ de gas natural con hidrógeno. El electrolizador entrega el gas a una presión de 3,5 [bar], cercana a la de distribución, por lo que no fue necesario un compresor.

Otros proyectos que ya han finalizado los podemos observar en la Tabla 2.

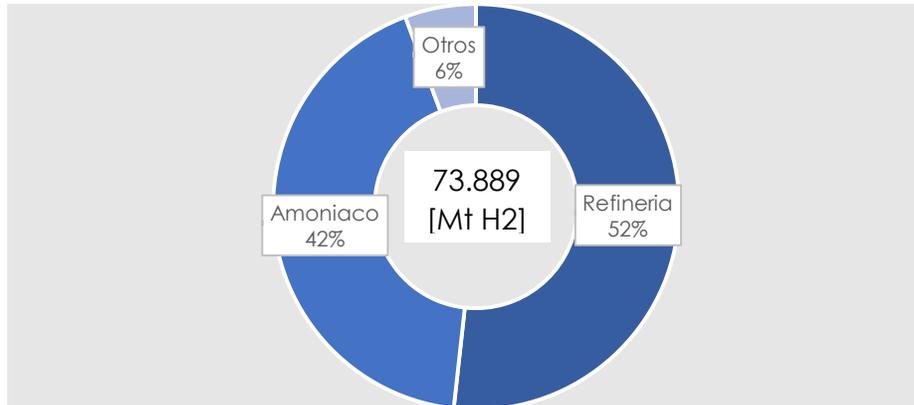
Tabla 2: Proyectos Power to Gas.

Project	Country	Start Date	Status	Electrolyze Type	Size (kW, nominal)
Lolland Hydrogen Community	Denmark	2007	Operational	PEM	104
P2G Ameland	Netherlands	2008	Finished	PEM	8,3
P2G Frankfurt	Germany	2013	Finished	PEM	315
WindGas Falkenhagen	Germany	2013	Operational	Alkaline	2000
P2G NFCRC	USA	2014	Finished	PEM	67
Hybrid Power Plant Enertrag	Germany	2014	Operational	Alkaline	500
Energiepark Mainz	Germany	2015	Operational	PEM	3750
WindGas Hamburg	Germany	2015	Operational	PEM	1000
Hybridwerk Solothurn	Switzerland	2015	Operational	PEM	350
RWE Ibbenburen	Germany	2015	Operational	PEM	150
Wind2Hydrogen,	Austria	2015	Operational	PEM	100
H2BER	Germany	2015	Operational	Alkaline	500
P2G Hassfurt	Germany	2016	Operational	PEM	1250
GRHYD,	France	2017	Operational	Alkaline	Unknown
Wind to Gas Sudermarsch	Germany	2018	Operational	PEM	2400
Kidman Park	Australia	2018	Planned	Unknown	Unknown
Jupiter 1000	France	2018	Under Construction	Alkaline & PEM	1000
HPEM2GAS,	Germany	2019	Planned	PEM	180
HyDeploy,	UK	2019	Under Construction	PEM	500
H2V product	France	2021	Planned	Alkaline	100
P2G Ontario	Canada	Unknown	Under Construction	PEM	2000
P2G Hanau	Germany	Unknown	Operational	PEM	30
RH2-PTG,	Germany	Unknown	Planned	Unknown	Unknown
Storag Etzel	Germany	Unknown	Planned	Unknown	6000
P2G Wyhlen	Germany	Unknown	Planned	Alkaline	1000

4.2. Tecnologías de producción de hidrógeno

Actualmente el hidrógeno es producido para utilizarlo como insumo no energético en la industria química, refinerías de petróleo e industria aeronáutica. Principalmente el hidrógeno es destinado para la producción de amoníaco, refinación de crudo, metanol y otras aplicaciones como en la industria electrónica, industria metal/vidrio, hidrogenación en la industria alimenticia y en hospitales, tal como se puede observar en el Gráfico 3.

Gráfico 3: Usos actuales de H₂. Fuente: IEA 2018.



Existen múltiples formas de producir hidrógeno las cuales cuentan con sus propios procesos, fuentes de energía e insumos necesarios. A continuación, en la Tabla 3 se presenta un resumen con los diferentes procesos de producción de hidrógeno con su fuente energética e insumo utilizado. Cabe mencionar, que el “color” del hidrógeno producido es solo una convención que va en relación con el recurso utilizado para producirlo, pero el elemento H₂ es el mismo.

Tabla 3: Procesos de producción de hidrógeno [27].

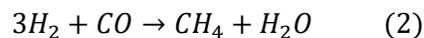
Procesos	Fuente de energía	Insumo
H₂ Gris o azul		
Reformado	Combustible fósil	Metano
ATR (autothermal reforming)	Combustible fósil	Metano
Pirólisis	Combustible fósil	Carbón
H₂ Azul		
Reformado + Captura CO ₂	Combustible fósil	Metano
H₂ verde		
Gasificación	Biomasa	Agua
Reformado	Fósiles, Biomasa	Agua Metano
Fermentación	Biomasa	Agua
Descomposición térmica	Solar	Agua
Descomposición foto catalítica del agua	Solar	Agua
Biofotolítica	Solar	Agua
Foto electrólisis	Solar	Agua
Electrólisis del agua	Electricidad (ERNC)	Agua

De los procesos descritos en la Tabla 3, los que poseen mayor presencia en la industria y con un desarrollo consolidado, son los procesos de reformado de metano con vapor, con y sin sistemas de captura de carbono, y la electrólisis.

- Reformado de metano con vapor de agua (SMR): Corresponde al proceso mediante el cual el metano (CH_4) es llevado a un tratamiento térmico en donde es mezclado con vapor a alta temperatura y presión para producir H_2 . Actualmente un alto porcentaje del hidrógeno (48%) es producido mediante este proceso, ya que es más económico a gran escala en comparación con la electrólisis [27].
- Electrólisis: La producción mundial de hidrógeno a partir del proceso de electrólisis del agua alcanza el 4%. Este proceso se caracteriza por la circulación de corriente continua a través de dos electrodos, ánodo y cátodo, en contacto con agua, lo cual permite separar las moléculas del agua en hidrógeno (H_2) y oxígeno (O_2). Este proceso no produce ningún tipo de emisiones de GEI, y para que el H_2 sea catalogado como verde, debe recibir la electricidad de fuentes de energía renovable, siendo las más utilizadas la solar FV y eólica [27].

Para la inyección de H_2 a la red de gas natural se debe considerar que el hidrógeno producido podría ser inyectado como H_2 puro (inyección directa), o a través de un compuesto previamente sintetizado a partir de H_2 (inyección indirecta) como lo es la metanación.

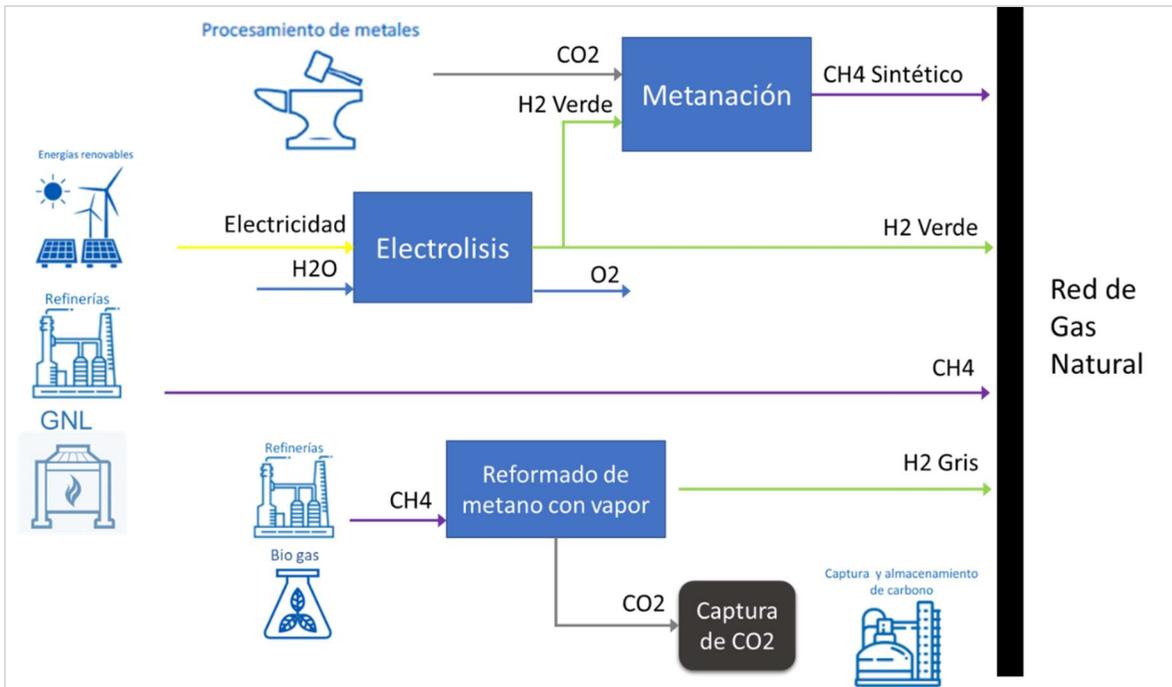
El proceso de metanación, corresponde a la producción de gas metano sintético por medio de la mezcla de hidrógeno (H_2) y dióxido de carbono (CO_2). Ejemplo de ello es la reacción de Sabatier Synthesis [28]:



Este método tiene múltiples beneficios, ya que al transformar el H_2 en metano sintético es posible almacenarlo de una manera más fácil y económica. Sin embargo, si el metano sintético es sometido a un proceso de combustión, producirá emisiones de CO_2 , por lo que el impacto del proceso de metanación en la reducción de emisiones de GEI dependerá exclusivamente que la fuente de CO_2 sea inevitable o desde el aire, para que su balance total de emisiones sea cero.

Finalmente, también se considera la producción de gas natural a través de refinerías, las cuales pueden inyectar el gas natural producido de forma directa a la red o inyectarlo a una planta reformadora para producir hidrógeno gris o azul para su posterior inyección, también existen plantas almacenadoras de gas natural licuado, las cuales posterior al proceso de regasificación inyectan gas natural a la red como se puede ver en la Figura 10.

Figura 10: Inyección de gas a red por medio de múltiples fuentes. Fuente: Adaptado de: Power-to-gas for injection into the gas grid: What can we learn from real-life projects, economic assessments and systems modelling [29].



5. Inyección de hidrógeno en redes de gas

5.1. Inyección de hidrógeno y tolerancias por segmento

Para describir las implicancias de la inyección de hidrógeno, se separarán los segmentos en estaciones de inyección, transporte y almacenaje, y distribución y servicios.

5.1.1. Estaciones de inyección de hidrógeno

Cuando el hidrógeno es producido, este debe pasar por una estación de inyección en donde es mezclado con gas natural e inyectado a la red. Ver Figura 11.

La estación debe asegurar que el nivel de mezcla sea el adecuado y que la presión sea la correcta. El nivel de presión de la red determinará los componentes necesarios para llevar a cabo la inyección de forma controlada y segura. Actualmente, los proyectos piloto de inyección de gas en red se han centrado en la inyección en las líneas de distribución y de servicio, debido a las limitaciones técnicas de las tuberías de transporte.

Figura 11: Estación de inyección de hidrógeno a red de gas. Fuente: Thyson's Propane Vapour Injection equipment, <https://www.thyson.com/> [31].



El proceso general de la estación de inyección es:

- Entrada de hidrógeno producido a un tanque.
- Se mide el índice de Wobbe del gas natural y se determina cuánto hidrógeno debe ser inyectado para alcanzar el % de mezcla deseado.
- Se realiza la mezcla y el gas resultante se hace circular por un “volumen loop” para medir la composición final.
- Se inyecta el gas final en la red de gas natural.

Componentes principales de una estación de inyección de H₂:

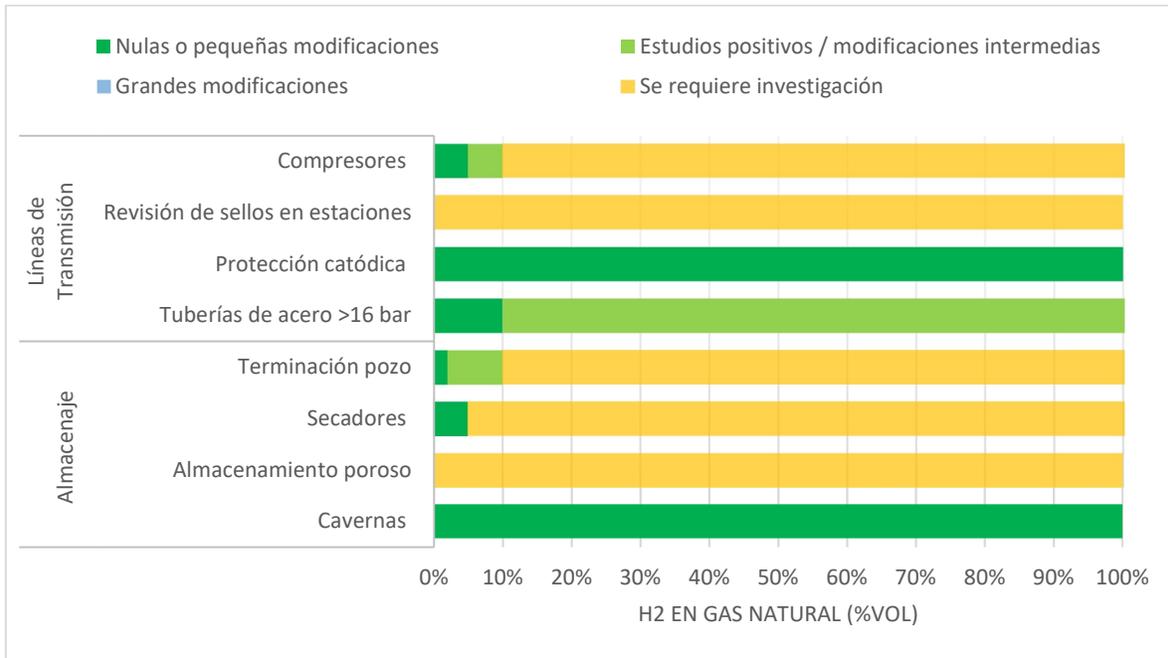
- Medidor de índice de Wobbe [30].
- Volumen de recirculación tanque de mezclado.
- Válvulas: De acero forjado, superposiciones de soldadura y aceros austeníticos [31].

5.1.2. Inyección de hidrógeno en segmento de transporte y almacenaje

Para determinar cuánto hidrógeno es posible inyectar a la red, se debe considerar la tolerancia de cada uno de los componentes presentes en la infraestructura de la red de gas natural, ya que, evaluando los más sensibles al H₂, se obtendrá el porcentaje máximo permitido por la red para su inyección sin incurrir en grandes modificaciones a la infraestructura. A continuación, en el

Gráfico 4 se muestra el grado de tolerancia al hidrógeno de los principales componentes de la línea de transporte y almacenaje, donde se aprecia el porcentaje de hidrógeno que puede admitir un componente con diferentes grados de modificaciones e inversiones.

Gráfico 4: Tolerancias de concentración de H₂ por componente para el segmento de transporte y almacenaje.
Fuente: Adaptado de “Overview of available test results and regulatory limits for hydrogen admission into existing natural gas infrastructure and end use [1] y Hydrogen from renewable power [32]”.



Como se puede observar, las tuberías de acero y los compresores para la red de transporte, en general, pueden tolerar una concentración de H₂ del 5% sin mayores modificaciones. Para el caso de las tuberías, es posible tolerar hasta un 100% de concentración según estudios que han sido positivos, pero se deberían realizar modificaciones intermedias, lo que conlleva una inversión mayor para el reacondicionamiento. Para el caso del compresor, solo es posible llegar hasta un 5% de concentración, hasta un 10% con modificaciones intermedias¹, pero para llegar al 100% se deberán hacer mayores investigaciones. Solo en el caso de la protección catódica y el almacenamiento en cavernas pueden admitir sin muchas modificaciones para soportar el 100% de hidrógeno. En lo general, debe ser evaluado cada caso si es más factible reacondicionar o reemplazar el equipo.

La EIGA (The european Industrial Gases Association) elaboró una guía sobre el uso de las tuberías de gas para la inyección de 10% o más de hidrógeno en ellas, concluyendo que:

“En general, los grados de tubería de acero al carbono comunes como API 5L- X52 (y grados de menor resistencia) y ASTM A 106 Grado B se han utilizado ampliamente en el servicio de gas hidrógeno con pocos reportes de problemas. Esto se debe a la resistencia relativamente baja de estas aleaciones, lo que confiere resistencia a la fragilización por hidrógeno y otros mecanismos de fractura frágil” [33].

Por su parte, National Grid, el operador principal de la red de transporte de Reino Unido ha estado trabajando en la investigación del impacto de la fragilización por hidrógeno en las

¹ Dependiendo del límite de presión parcial de 6,8 bar para determinados materiales.

redes de transporte entre otros problemas que llevaría realizar esta mezcla. Los criterios de análisis que utilizaron fueron:

1. Materiales: Análisis de la fragilización por hidrógeno.
2. Rendimiento: Análisis de la cantidad de hidrógeno admisible.
3. Seguridad: Afectaciones a la seguridad de la operación.
4. Operación: Si la operación será diferente.

Los resultados obtenidos se muestran en la Tabla 4:

Tabla 4: Análisis de admisibilidad de gasoductos [31].

Material gasoducto	Fragilización por hidrógeno/Integridad soldadura	Capacidad	Riesgo de Mayor ruptura	Mantenimiento
API 5L GRB				
API 5L X-42				
API 5L X-46				
API 5L X-52				
API 5L X-56				
API 5L X-60				
API 5L X-65				

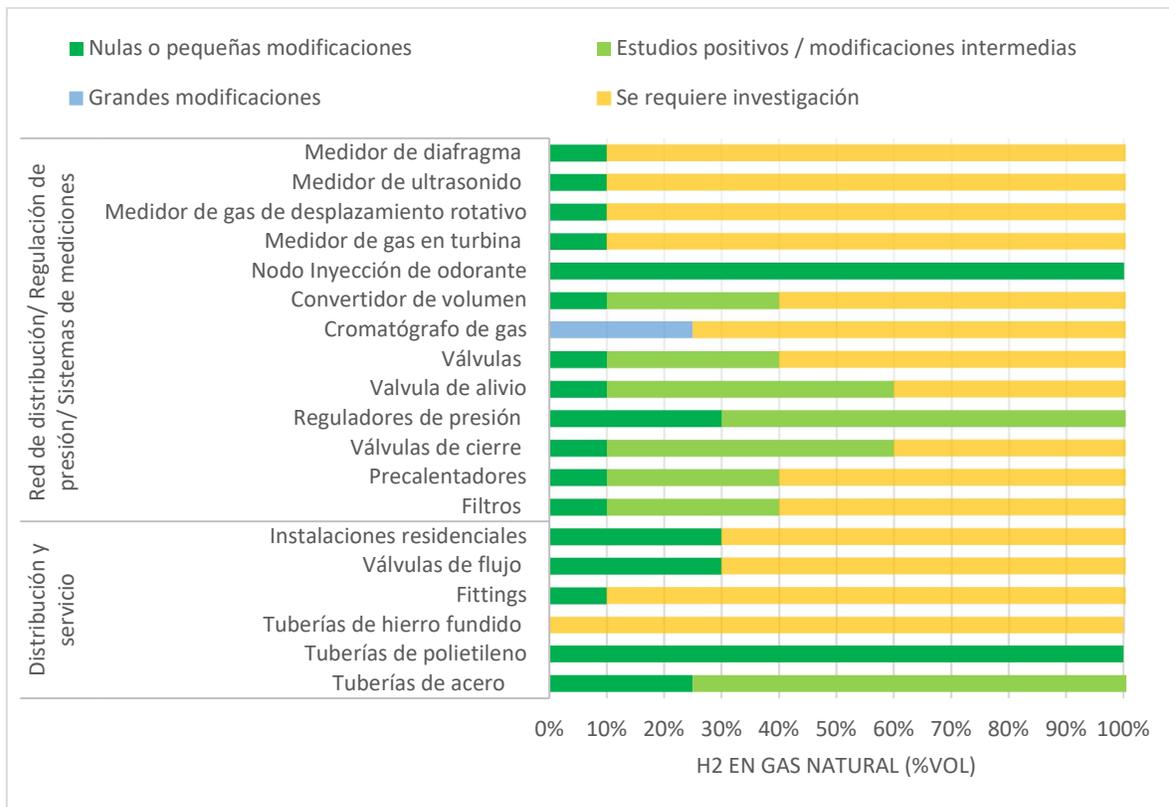
Bajo/ No hay impacto: No hay impactos significativos los gasoductos debido a una inyección de hidrógeno.	
Medio/Potencial Impacto: Se requerirá rediseños y cambios en el gasoducto con una inyección de hidrógeno.	

5.1.3. Inyección de hidrógeno en el segmento de distribución y servicios

La concentración permitida de hidrógeno dependerá de la tolerancia de los elementos involucrados en la infraestructura de la red y puede ser medida en términos tanto de seguridad y como de operabilidad. Dada esta situación, es posible que varíe entre países y usos, por lo que su evaluación debe considerar estos aspectos.

Para el caso de la concentración permisible para gasoductos en la sección de red de distribución y servicios, en el Gráfico 5 se presenta un extracto de la tolerancia de los componentes presentes en esta sección.

Gráfico 5: Tolerancia de concentración de H₂ por componente para la sección de red de distribución, regulación de presión, sistemas de medición y red de servicios [1].



Los gasoductos de distribución se caracterizan por operar a una baja presión y están hechas de hierro fundido, cemento fibroso y de polietileno (MDPE y HDPE). Actualmente gran parte de los gasoductos en este segmento usan el material de polietileno [34], estas últimas son aceptadas para la inyección de hidrógeno y las que están fabricadas por acero de bajo grado estudios demuestran que es poco probable la fragilización por hidrógeno, el cual es el gran problema de operación en general para las cañerías debido a los efectos que conlleva [31].

5.2. Consideraciones para la inyección y compatibilidad del H₂

La inyección de hidrógeno en tuberías puede entregar grandes oportunidades y beneficios a la matriz energética y al uso de la infraestructura ya construida de gas natural, lo cual permitirá reutilizar materiales y ahorrar en costos de construcción. Sin embargo, existen varios desafíos que deberán ser resueltos antes de inyectar hidrógeno en la red de forma segura y controlada. Esta sección está desarrollada en base a los siguientes puntos de interés:

- 1- Pureza del hidrógeno transportado
- 2- Consideración de seguridad y el uso
- 3- Densidad energética de la mezcla transportada
- 4- Costo de inyección
- 5- Linepack

Los cuatro puntos se relacionan de forma directa con las características físicas y químicas del hidrógeno y del gas natural, por esta razón en la Tabla 5 se presenta un resumen con las propiedades más importantes del hidrógeno, comparadas con las del metano.

Tabla 5: Propiedades físicas y químicas del hidrógeno y el metano [5].

Propiedad	Unidad	Hidrógeno	Metano
Propiedades Físicas			
Densidad*	[kg/m ³]	0,09	0,68
Poder calorífico	[MJ/kg]	120	50
Índice de Wobbe	[MJ/Nm ³]	40-48	47-53
Propiedades de Combustión			
Rango de Flamabilidad	[% vol]	4-75	4,4-17,0
Límite de oxígeno para combustión	[% vol]	5	12
Velocidad de combustión	[m/s]	3,1	0,4
Tamaño de celda de detonación	[mm]	~10	~300
Energía mínima para ignición	[mJ]	0,016	0,21
Temperatura de autoignición	[°C]	560	600

5.2.1. Pureza del hidrógeno transportado

Dependiendo de los escenarios que se estén analizando tanto para una inyección total de hidrógeno en las redes o una fracción de este a la red de gas natural, es importante saber la pureza de este, debido a que los equipos de los consumidores finales se pueden ver afectados en su funcionamiento además una mayor pureza del hidrógeno inyectado incrementaría los costos de producción de este ya que implica procesos de purificación mayor.

Actualmente, el grado de pureza necesario para usar el hidrógeno como insumo para procesos químicos es de 99.95% [2]. Sin embargo, considerando el uso de H₂ como energético, este nivel de pureza puede variar dependiendo de las necesidades y requerimientos de los productores, distribuidores y consumidores finales que estarán determinadas principalmente por las aplicaciones dónde usarlo. Se estima que el hidrógeno disponible tiene una pureza entre 97,5-98.5% para el caso de reformado de metano y 99,999% para el caso de electrolizadores (PEM) [2].

El grado de pureza del H₂ dependerá de diversos factores y necesidades, que serán determinadas por el grado de pureza que pueda mantenerse al ser transportado por tuberías y los requerimientos del consumidor final. En el caso del estudio Hy4Heat [35], se determinó en base a un consenso que se hizo entre el producto, el distribuidor y el consumidor final de gas, que un grado de pureza de 98% como mínimo sería satisfactorio para cumplir con los requerimientos de todas las partes además que es un buen valor para los costos de producción y el efecto de la combustión que tiene el hidrógeno en los consumidores finales. Para el caso de inyección de H₂ en red de gas natural, el grado de pureza es más flexible debido a que solo es necesario asegurar un porcentaje de H₂ en la mezcla CH₄-H₂ para cumplir con los requerimientos de mezcla [35].

5.2.2. Consideraciones de seguridad del material y el uso

El hidrógeno en su estado gaseoso es incoloro, inodoro, tiene alta inflamabilidad y no es tóxico. Es importante considerar la estandarización de medidas de control de calidad para reducir los riesgos y evitar accidentes al momento de su uso o consumo.

A continuación, se exponen potenciales riesgos y problemas de seguridad relacionados con el H₂, así como los efectos que genera al ser inyectado en la red de gas natural. Dentro de los efectos del uso del hidrógeno en redes de gas, y principalmente que afectan la materialidad de las redes son la fragilización, la filtración, la inflamabilidad y la autoignición. Gran parte de estos potenciales riesgos son considerados en las normativas internacionales presentes en Anexo B: Normativas.

Fragilización por hidrógeno (Hydrogen Embrittlement)

Este es un proceso donde el hidrógeno molecular se disipa en las fracturas o microgrietas de la tubería, reduciendo la ductilidad del material y aumentando la propagación de grietas. Los materiales con mayor dureza sufren consecuencias mayores en comparación con materiales menos duros. Además, este efecto es intensificado a mayor presión, por lo que un material puede perder más ductilidad y volverse más frágil al aumentar la presión de la red [14].

Para reducir los efectos de fragilización existen diferentes opciones, las cuales dependerán de las características de cada línea de transmisión. Entre las soluciones más importantes están:

- 1- Aplicar un revestimiento interno para proteger químicamente la tubería.
- 2- Monitoreo constante para revisar regularmente el tamaño de las grietas.
- 3- Estrategias de operación, como mantener una presión constante para prevenir la formación de grietas.
- 4- Reemplazar y utilizar aceros más dúctiles.
- 5- Introducir pequeñas cantidades de oxígeno [31].

Estudios demuestran que el crecimiento de las grietas se debe a la interacción de átomos de hidrógeno y las fluctuaciones de presión [36], es decir por el contrario cuando la presión en la tubería es constante y existe una acumulación de átomos en ciertos sectores de las grietas, la presión constante evitaría que estos átomos presionen más el gasoducto aumentando las grietas, además sin fluctuaciones se evitaría la acumulación en ciertas zonas de la red.

Como se mencionó, se debe evaluar el estado de las líneas de transporte, comparar los costos de inversión y operación para determinar cuál es el enfoque más conveniente. Por ejemplo, para el caso de Alemania y Países Bajos, se determinó que no es necesario aplicar revestimiento, mientras que estudios en Francia demostraron que el revestimiento es una buena alternativa para mantener niveles de operación similares a los del gas natural [2].

Para el caso de distribución, este efecto es mucho menor debido a la baja presión y capacidad de utilizar diferentes tipos de materiales como aceros más dúctiles, cobre o polietileno.

Filtración

La filtración de hidrógeno por las paredes de la tubería es mucho mayor comparado con la del gas natural, esto se debe principalmente a su tamaño molecular y al coeficiente de difusión el cual depende de la materialidad de las cañerías que se estén analizando. En cañerías de polietileno el coeficiente de difusión del hidrógeno es 5 veces mayor que el del gas natural. Además, en términos energéticos la filtración de gas natural es mayor que la del hidrógeno debido a sus densidades energéticas. Desde el punto de vista volumétrico se estima que las filtraciones en tuberías varían desde 0.005-0.001 % [37].

Inflamabilidad

Otro factor en seguridad es el mayor rango de inflamabilidad del hidrógeno con respecto al gas natural, y particularmente un bajo nivel de concentración de oxígeno para combustionar [37]. Como se puede apreciar en la Tabla 5, existen varios factores que hacen del hidrógeno un gas más volátil y de mayor riesgo en comparación con el metano. Estos factores son:

- Rango de inflamabilidad: Para el metano el rango de inflamabilidad es de 4,4-17 [% vol], en cambio para el hidrógeno es de 4-75 [%vol], por lo que el rango que presenta el hidrógeno es mucho mayor que el gas natural.
- Límite de oxígeno para combustión: Para el metano es de 12 [%vol], en cambio para el hidrógeno es de 5 [%vol], lo que quiere decir que este último requerirá de menor concentración de oxígeno para combustionar, aumentando el riesgo en su manejo.
- Velocidad de combustión: Para el metano la velocidad de combustión es de 0,4 [m/s], mientras que para el hidrógeno es de 3,1 [m/s], lo que afectará al diseño de quemadores y sensores de control de combustión.
- Energía mínima para ignición: Para el metano la energía mínima para su ignición es de 0,21 [mJ], en cambio para el hidrógeno es de 0,016 [mJ], esto quiere decir que el hidrógeno requiere de una menor cantidad de energía para comenzar a combustionar.

Autoignición

Las temperaturas de autoignición del metano y el hidrógeno son muy similares, rondando entre 600 °C y 560°C respectivamente. De todas maneras, hay que poner atención al comportamiento de estos gases en superficies calientes.

El hidrógeno es susceptible a la ignición espontánea cuando se libera al aire a baja presión, el metano es mucho menos susceptible a esta ignición espontánea. Debido a que se piensa en una mezcla de estos dos compuestos, no se ve un efecto importante debido a la mayor concentración de metano en la posible mezcla. Como la concentración de hidrógeno va a ir en aumento hacia el 100% en el mediano plazo, será una problemática para analizar a futuro [38].

Odorante del hidrógeno

Dado que el H₂ por si solo es inodoro, por temas de seguridad, al igual que al gas natural, es necesario agregarle un odorante, de tal modo que se pueda advertir fácilmente ante cualquier fuga. Esto es considerado para el caso de 100% de hidrógeno en la red. Para el caso de mezcla de CH₄-H₂, esto debe ser evaluado debido a que dependerá del lugar en

donde se inyecte odorante al gas natural. En los casos en que el gas natural tenga odorante, se deberá evaluar en qué grado afectará el poder del odorante a una mezcla de H₂; en el caso en que no se haya inyectado, deber ser inyectado directamente a la mezcla. En el caso del estudio Hy4Heat [39] se determina que el odorante NB, el cual es una mezcla de Terc-butil mercaptano y sulfuro de dimetilo, es aplicable al gas de H₂. Este es el mismo que se aplica al gas natural, por lo que solo se debería evaluar la concentración para los casos descritos.

Colorante del hidrógeno

Dado que el hidrógeno es incoloro al ojo humano, al momento de su combustión este no puede ser visto a simple vista, dificultando su manipulación y aumentando el riesgo tanto para las personas como para los operarios. Por lo tanto, es necesario agregar un colorante que permita visualizar el hidrógeno al momento de la combustión, sobre todo en el contexto de cocinas residenciales y comerciales. Los aditivos aún están en investigación.

5.2.3. Densidad energética transportada

Saber la cantidad de energía que está siendo suministrada y transportada en el sistema es de suma importancia para la operación de los gasoductos y la cuantificación monetaria del negocio gasista, si existe una inyección de hidrógeno inevitablemente la cantidad de energía transportada cambiara debido a las propiedades de este gas, ya que su densidad energética es menor que la del gas natural.

Debido a la diferencia en las propiedades termo-físicas del hidrógeno y del gas natural, la tasa de energía transportada será diferente para ambos gases.

La expresión para la energía transportada en [MW] en tuberías es:

$$H = u_n Q_n$$

Donde H es la tasa de energía despachada, u_n es la densidad energética del gas a una presión y temperatura estándar y Q_n es el flujo volumétrico a presión y temperatura estándar.

$$Q_n = \sqrt{\frac{\pi^2 \rho_{air}}{64} * \frac{T_n}{P_n}} * \sqrt{\frac{(p1 - p2) D^5}{f * S * L * T * Z}}$$

- f: factor de fricción.
- S: gravedad específica del gas [mass density].
- L: largo de tubería.
- T: temperatura del gas.
- Z: factor de compresibilidad del gas.
- D: diámetro de tubería.

Debido a la baja densidad másica del H₂, la densidad energética en términos volumétricos es baja, como se puede apreciar en la Tabla 6.

Tabla 6: Poder calorífico inferior del hidrógeno y metano [40]. Fuente: Hydrogen Tools.

	Másicos	PCI	Volumétricos	PCI
Hidrógeno	120	[MJ/kg]	10,8	[MJ/m ³]
Metano	47	[MJ/kg]	35,8	[MJ/m ³]

Por otra parte, la baja densidad másica del H₂ (Gravedad específica básica S) permite al H₂ lograr mayores flujos volumétricos en comparación con el gas natural a la misma caída de presión. Esto se refleja en el número de Wobbe (WN), el cual es un índice usado en la industria del gas para indicar intercambiabilidad de tipos de gas [5]:

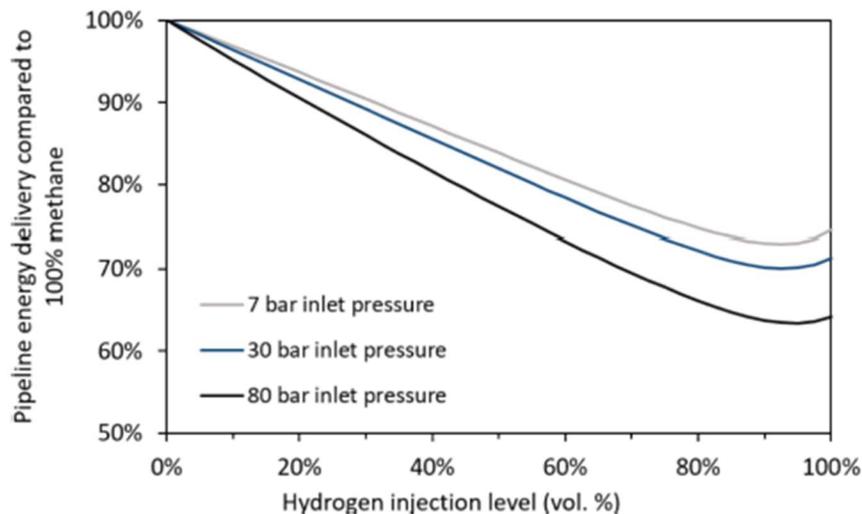
$$WN = \frac{u_n}{\sqrt{S}} \left[\frac{Mj}{m^3} \right]$$

Además, existen otros factores importantes que causan diferencias en el flujo de hidrógeno o de gas natural en una tubería como lo son:

- Factor de compresibilidad.
- Viscosidad cinemática (factor de fricción f) [41].

Se calculó la variación de energía transportada en función de la mezcla de gas inyectado en una tubería, donde se asumió un flujo suave y una rugosidad relativa baja en la tubería debido a las condiciones del flujo comunes en este tipo de aplicaciones.

Gráfico 6: Efecto en la inyección de hidrógeno en la energía transportada en una tubería gas natural a 3 presiones de referencia [42].



En el Gráfico 6 se muestran tres presiones diferentes debido a que son los rangos de presión típicos que se utilizan en redes de transporte de alta presión, media presión y

distribución. A modo de ejemplo, para una presión de 80 [bar], solo un 64% de energía es despachada en el caso de inyectar un 100% de hidrógeno en comparación a un 100% de gas natural.

5.2.4. Costos de inyección

En base a lo anterior, existen dos escenarios posibles para los equipos al momento de inyectar hidrógeno en las líneas de transporte: el reemplazo o el reacondicionamiento de la infraestructura existente. En la Tabla 7 se muestran los costos estimados para los cuatro componentes principales en las redes de transporte de gas.

Tabla 7: Costos estimados de reacondicionamiento o reemplazo de principales equipos en líneas de transporte y estaciones de compresión. [2]

Componente	Reacondicionamiento	Reemplazo
Tubería Transmisión (1)	10-35%	110-150%
Compresor	100%	140-180%
Estación de medición de gas	20-40%	110-120%
Válvulas y sellos $\left[\frac{kEUR}{km}\right]$ (2)	-	40
Revestimiento interno $\left[\frac{kEUR}{km}\right]$	-	40
<i>(1) Considerado para tuberías de 36 pulgadas. Si la tubería es de menor tamaño se debe considerar un rango mayor.</i>		
<i>(2) Este costo dependerá de la frecuencia de reemplazo. Si debe ser cambiado cada 15 kilómetros, el costo será mayor.</i>		

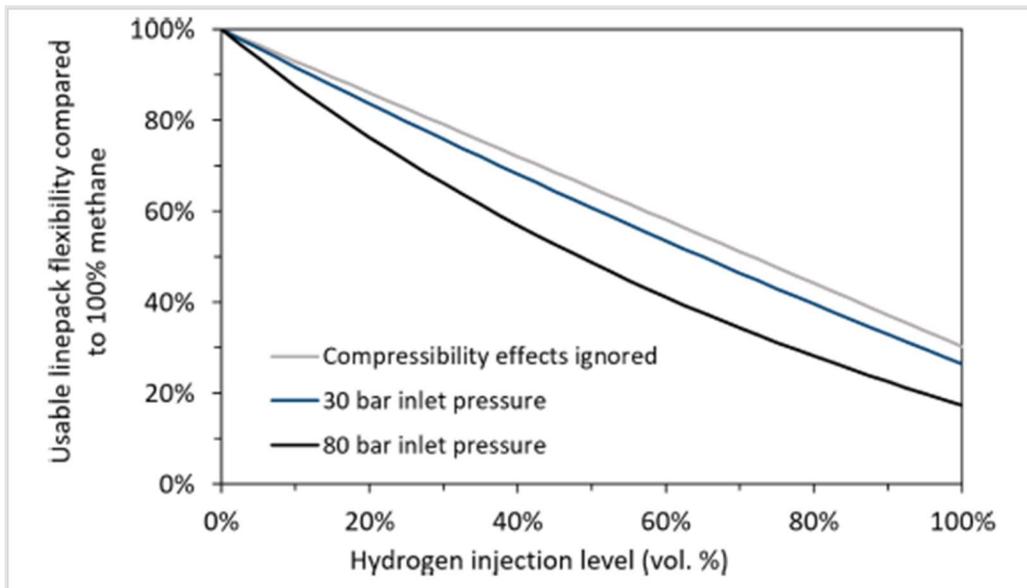
Los costos de reacondicionamiento para la tubería y para la estación de medición son relativamente bajos en comparación con el caso del compresor. Cabe destacar que esto dependerá de la evaluación de la línea de transporte, ya que cada línea tendrá sus propias características y tolerancias de concentración de H₂.

5.2.5. Linepack

Si el Linepack de la red de gas es usado para suministrar grandes cantidades de energía al sistema eléctrico, es importante asegurar que la capacidad existente en el sistema para controlar la demanda y producción de gas sea adecuada. Ejemplo: En Reino Unido la red de gas distribuyó 561 [TWh] en 2017 a los consumidores, mientras que la producción eléctrica fue de 336 [TWh], con un 62 [TWh] de eólica y solar.

Para el caso del Linepack, en el Gráfico 7 se puede observar el efecto de inyección de hidrógeno en la flexibilidad del Linepack basado en valores típicos de flujos y rangos de linepack swing.

Gráfico 7: Efecto de la inyección de hidrógeno en la flexibilidad de linepack comparada con un 100% de gas natural. [42].



6. Redes de gas en Chile.

El uso del gas natural como fuente energética en Chile data de 1970, en el momento que ENAP comenzó a distribuirlo en la región de Magallanes, tomando luego este rol la empresa Gasco en las ciudades de Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir [43].

En 1997, debido a los acuerdos bilaterales de importación de gas entre Argentina y Chile y el término de la construcción del gasoducto Gas Andes, comenzó a funcionar el servicio de gas natural para la zona central de Chile [44].

En el año 2004 empezaron a aparecer las restricciones de envío de gas natural desde la Argentina, por lo que el gobierno de Chile decidió comenzar la construcción de terminales de regasificación de gas natural licuado (GNL) en la zona centro y norte del país. Con la llegada del GNL se dio seguridad de abastecimiento de gas natural a todos los clientes que usan este combustible [43].

El uso del gas natural en Chile es ampliamente utilizado por el sector residencial, comercial, industrial, transporte y generación eléctrica. De acuerdo con los datos del portal Energiaabierta.cl el gas natural consumido proviene principalmente de las importaciones (4,3 MM toneladas, año 2020) desde EE. UU. y Argentina, y en menor medida, de las plantas de producción en la Región de Magallanes. Este es distribuido por medio de una red de gasoductos como en el esquema de la Figura 4, donde se tienen líneas de abastecimiento, transporte, distribución y líneas de servicio. En la siguiente sección, se presentan las características principales de la infraestructura como lo son la materialidad, presión, diámetro y longitud de la tubería para las líneas de transporte y de distribución de Chile. Además, se presenta el consumo general de gas natural.

6.1. Segmento de transporte de gas en Chile

La infraestructura de gasoducto de transporte existente para gas natural en Chile se encuentra instalada en cuatro grandes zonas geográficas, las cuales están principalmente determinadas por el centro de consumo como lo son generación eléctrica, producción industrial en algunos casos y el consumo residencial en otros.

Figura 12: Red de gasoductos para transporte de gas natural en la Región de Antofagasta [45].



Figura 13: Red de gasoductos para transporte de gas natural en la Región de Valparaíso - Metropolitana [45].

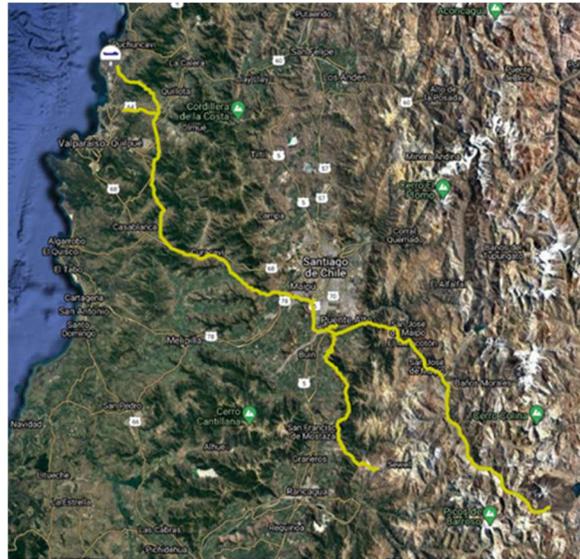


Figura 14: Red de gasoductos para transporte de gas natural en la Región del Biobío [45].

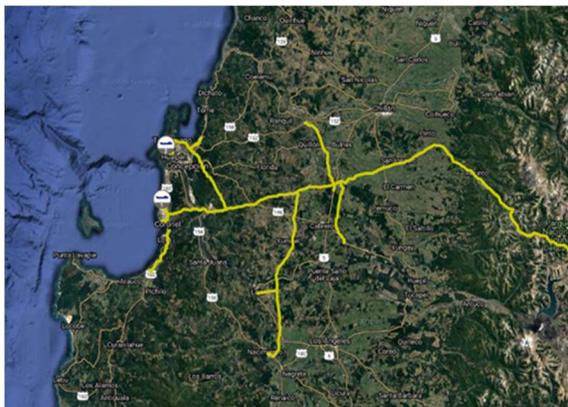
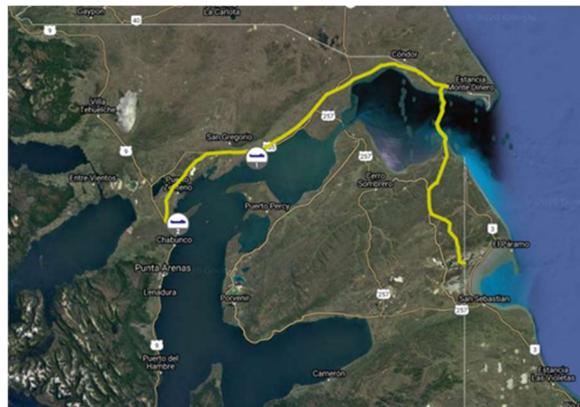


Figura 15: Red de gasoductos para transporte de gas natural en la Región de Magallanes [45].



De manera más específica en las mostradas en las Figura 12, Figura 13, Figura 14 y Figura 15 se puede observar los trazados de transporte de gas en las cuatro macrozonas mencionadas, Antofagasta, Metropolitana - Valparaíso, Biobío y Magallanes.

Las materialidades presentes en los gasoductos de Chile en el segmento de transporte se describen en la Tabla 8.

Tabla 8: Gasoductos de Chile con diámetro, capacidad, longitud y materialidad. Fuente: Elaboración propia, a partir de datos del SEC.

GASODUCTOS ZONA NORTE							
Gasoducto	Inicio de actividades	Tramos (Origen/Destino)	Diámetro (pulg)	Capacidad (MMm ³ /día)	Longitud (km)	Materialidad	Máxima Presión [bar]
Gasatacama (internacional)	jul-99	Cornejo (Salta, Argentina) / Paso de Jama (frontera)	20	5,4	530	API 5L X-70	100
	jul-99	Paso de Jama (frontera) / Mejillones	20	5,4	411	API 5L X-70	100
Norandino (internacional)	nov-99	Pichanal (Salta, Argentina) / Paso de Jama (frontera)	20	7,1	450	API 5L X-70	100
	nov-99	Paso de Jama (frontera) / Crucero	20	7,64	260	API 5L X-70	97,6
	nov-99	Crucero / Tocopilla	12	1,6	79	API 5L X-70	100
	nov-99	Crucero / Quebrada Ordóñez	16	5,5	252	API 5L X-70	100
	nov-99	Quebrada Ordóñez / Mejillones	16	3,9	35	API 5L X-70	100
	nov-99	Quebrada Ordóñez / Coloso 16	16	1,6	104	API 5L X-70	100
Taltal (nacional)	dic-99	Mejillones / La Negra	16	2,4	88	API 5L X-65	99,2
	dic-99	La Negra / Paposos (Taltal)	12	1,8	141	API 5L X-65	99,2

GASODUCTOS ZONA CENTRO SUR							
Gasoducto	Inicio de actividades	Tramos (Origen/Destino)	Diámetro (pulg)	Capacidad (MMm ³ /día)	Longitud (km)	Materialidad	Máxima Presión [bar]
GasAndes (internacional)	ago-97	La Mora (Mendoza, Argentina) / Paso Maipo (frontera)	24	9	313	API 5L X-65	99,3
	ago-97	Paso Maipo (frontera) / San Bernardo (City Gate II)	24	9	150	API 5L X-65	99,3
	ago-97	Válvula 17 / City Gate I	12	9	4	-	99,3

	jul-03	Tramo San Vicente - El Peral	20	5,6	51,4	API 5L X-60	99,3
	jul-03	Tramo El Peral - Caletones	6	0,2	19,7	API 5L Gr. B.	99,3
Electrogas (nacional)	feb-98	San Bernardo / Maipú	30	4,1	12	API 5L X-70	50
	feb-98	Maipú / Quillota	24	4,1	111	API 5L X-65	82,4
	feb-98	Km 121 línea principal / Est. Colmo	16	1,2	15	s/i	s/i
Gas Pacífico (internacional)	nov-99	Loma La Lata (Cullen, Argentina) / P.Butamallín (frontera)	24	9,7	276	API 5L X-70	s/i
	nov-99	Paso Butamallín (frontera) / Recinto	24	9,7	76	API 5L X-70	97,5
	nov-99	Recinto / Las Mercedes	20	9,7	168	API 5L X-70	97,5
	nov-99	Las Mercedes / Gasco y Petrox	20	6,7	17	API 5L X-52	97,5
	nov-99	La Leonera / Coronel	12	2,1	28	API 5L X-52	97,5
	nov-99	Paso Hondo / Nacimiento	10	1	73	API 5L X-52	97,5
	dic-06	Estación km 143(Sector San Miguel) /Estación Campanario (Cabrero)	16	3	25,4	API 5L X-52	97,5
Gasoducto Innergy Transporte	jul-00	Estación Medición (Gasoducto del Pacífico) /Nacimiento (Inforsa y CMPC	4	0,247	2,7	API 5L X-42	50
	feb-02	Estación Medición (Lota)/Celulosa Arauco (Arauco)	4	0,2468	16,44	API 5L X-42	50
		Interconexión con gasoducto del Pacífico en sector Pemuco /Complejo Industrial Orafti.	8	0,247	2,5	API 5L GRB	50

GASODUCTOS ZONA MAGALLANES							
Gasoducto	Inicio de actividades	Tramos (Origen/Destino)	Diámetro (pulg)	Capacidad (MMm ³ /día)	Longitud (km)	Materialidad	Máxima Presión [bar]
ENAP Punta Daniel - Daniel Central	1996-1999	Punta Daniel - Sector Daniel Central (P-90)	12	4,5	6	s/i	s/i
ENAP Daniel Central - Posesión	1999	Daniel Central - Planta Posesión	10	4,5	16,6	s/i	s/i
ENAP Posesión	1999	Frontera Chileno-Argentina - Planta Posesión	12	2	1	s/i	s/i
ENAP Posesión - Cabo Negro	1987	Planta Posesión - Planta Cabo Negro	18	6,3	177	s/i	s/i
ENAP Posesión - Cabo Negro	1999	Planta Posesión - Planta Cabo Negro	20	7	177	s/i	s/i
ENAP Pecket - Esperanza	2008	Nudo Pecket - Esperanza	6	0,3	120	s/i	s/i
ENAP Cabo Negro - Gasco	2001	Cabo Negro (Centro reductor) - Gasoducto Gasco Punta Arenas	12	2	2,8	s/i	s/i
ENAP Cullen - Punta Daniel	2006 - 2007	Planta Cullen - Planta Daniel	14	4,5	69	s/i	s/i
ENAP Sara - Victoria	2005	Planta Sara - Sector Victoria	4	0,1	5,2	s/i	s/i
ENAP Victoria - Lautaro	1977	Sector Victoria - Sector Lautaro	6	0,1	13,4	s/i	s/i
ENAP Lautaro - Cabañas	1977	Sector Lautaro Sector Cabañas	8	0,1	13,2	s/i	s/i
ENAP Cabañas - Clarencia	1982	Sector Cabaña - Centro Reductor Gasco Porvenir en Clarencia	4	0,1	23,9	s/i	s/i
Enap Frontera - Daniel Este	1999	Frontera Chileno-Argentina en Sector Dungeness - Daniel Este	8	2,8	10,8	s/i	s/i

Esta materialidad de los gasoductos se usa normalmente en el transporte de gas y oleoductos y se trata de un acero al carbono con diferentes tipos de grado (X-42, X-52, X-65 y X-70), donde X corresponde al límite elástico en 1000 psi. Mientras más alto es el grado de la tubería de acero, mayor es el control de la composición de carbono, permitiendo un mayor rendimiento en fuerza mecánica [46].

En cuanto a la conectividad de esta infraestructura con puertos, en la Tabla 9 se muestran los puertos conectados a estos gasoductos, mientras que la ubicación exacta de tuberías con su respectiva presión de operación, diámetro nominal y capacidad se puede encontrar en la Tabla 8.

Tabla 9: Lista de puertos de hidrocarburos por zona geográfica, nombre de puerto, propietario y combustible administrado. Fuente: Energía Maps Beta, Comisión Nacional de Energía [45].

Zona	Puerto	Propietario	Combustible
Antofagasta	Mejillones	Sociedad GNL Mejillones S.A.	GNL
Valparaíso	Quintero	GNL Quintero S. A	GNL

6.1.1. Consideraciones técnicas para la inyección de H₂ en segmento transporte

Como se mencionó en el apartado 5.1, los principales componentes que deben ser revisados para determinar si son compatibles con una inyección de hidrógeno son: compresor, sellos, sensores, intercambiadores de calor y tuberías. El grado de tolerancia de cada uno de estos componentes será la limitante de la concentración máxima de H₂ posible a inyectar. El componente más importante es el compresor, el cual se estima que tiene una tolerancia de 5% de H₂ sin requerir modificaciones y de aproximadamente 10% con modificaciones intermedias (esto dependerá del tipo y de la antigüedad del compresor). Se recomiendan compresores de pistón, ya que su funcionamiento no depende del factor de compresión del gas, el cual disminuye considerablemente con la presencia de H₂. Asimismo, se estima que el costo de reacondicionamiento y el de recambio de un compresor, en comparación con el valor del compresor instalado, es de 100% y 140-180% respectivamente [1]. Para el caso de las estaciones de medición, el costo de reacondicionamiento y de recambio sería de 20-40% y 110-120% respectivamente [1]. Por esta situación, la inversión que se deba hacer en los sistemas de la red de transporte de gas natural actual al momento de inyectar H₂ depende directamente del porcentaje a inyectar.

En el caso de las tuberías, los factores determinantes para evaluar una posible inyección de hidrógeno son:

- Presión de operación,
- materialidad y
- antigüedad,

ya que el hidrógeno podría provocar fragilización de material y filtraciones. Además se deberá aumentar el volumen de hidrógeno en relación al gas natural debido a la menor energía transportada.

Se considera que la presión es un factor importante debido a que es posible inyectar hidrógeno en diferentes segmentos, pero son las variaciones de presión las que podrían generar problemas de seguridad y vida útil.

Los materiales comunes para transportar gas natural son: acero de alta dureza, acero dúctil, fierro fundido, cobre y polietileno, siendo este último el de mayor compatibilidad para transporte de H₂. La calidad superficial interna de la tubería también es un factor importante para reducir las filtraciones y su fragilización. Existen diferentes métodos para reacondicionar una tubería y poder inyectar H₂:

- Aplicar revestimiento.
- Monitorear constantemente posibles fracturas.
- Estrategias de operación para mantener presión constante.

La aplicación de cada medida debe ser evaluada según el caso particular y tendrá un impacto notorio en la inversión final.

Cabe mencionar que, en cuanto a la energía transportada, esta será menor términos volumétricos debido a la densidad energética del H₂ en comparación con el gas natural. Esto tendría consecuencias en la velocidad a la cual debe ser transportado el combustible para poder despachar la misma cantidad de energía. En términos de almacenamiento de energía en la red de gas natural (Linepack), este se verá afectado debido al efecto de la baja de densidad energética del hidrógeno y habrá una menor tasa de respuesta a los cambios de demanda de gas, según lo explicado en el apartado Almacenamiento red de gas (Linepack).

Considerando la Tabla 4, el estudio “New Zealand Hydrogen Pipeline Feasibility [31]” y el listado de gasoductos y sus respectivos tramos, en la Tabla 10 se determinan los gasoductos que en Chile podrían admitir inyección de hidrógeno²:

Tabla 10: Gasoductos en zona de transporte con posible inyección de hidrógeno.

GASODUCTOS ZONA NORTE						
Gasoducto	Inicio de actividades	Tramos (Origen/Destino)	Diámetro (pulg)	Capacidad (MMm ³ /día)	Longitud (km)	Materialidad
Taltal (nacional)	dic-99	Mejillones / La Negra	16	2,4	88	API 5L X-65
	dic-99	La Negra / Paposo (Taltal)	12	1,8	141	API 5L X-65

² Para los gasoductos de ENAP no se cuenta información pública, por lo que no fueron incluidos en la tabla.

GASODUCTOS ZONA CENTRO SUR						
GasAndes	ago-97	La Mora (Mendoza, Argentina) / Paso Maipo (frontera)	24	9	313	API 5L X-65
	ago-97	Paso Maipo (frontera) / San Bernardo (City Gate II)	24	9	150	API 5L X-65
	jul-03	Tramo San Vicente - El Peral	20	5,6	51,4	API 5L X-60
Electrogas	feb-98	Maipú / Quillota	24	4,1	111	API 5L X-65
Gas Pacífico (internacional)	nov-99	Las Mercedes / Gasco y Petrox	20	6,7	17	API 5L X-52
	nov-99	La Leonera / Coronel	12	2,1	28	API 5L X-52
	nov-99	Paso Hondo / Nacimiento	10	1	73	API 5L X-52
	dic-06	Estación km 143(Sector San Miguel) /Estación Campanario (Cabrero)	16	3	25,4	API 5L X-52
Gasoducto Innergy Transporte	jul-00	Estación Medición (Gasoducto del Pacífico)/Nacimiento (Inforsa y CMPC)	4	0,247	2,7	API 5L X-42
	feb-02	Estación Medición (Lota)/Celulosa Arauco (Arauco)	4	0,2468	16,44	API 5L X-42

Bajo/ No hay impacto: No hay impactos significativos los gasoductos debido a una inyección de hidrógeno.	
Medio/Potencial Impacto: Se requerirá rediseños y cambios en el gasoducto con una inyección de hidrógeno.	

6.2. Segmento de distribución en Chile

Actualmente existen redes de distribución para abastecer casas y edificios en las principales ciudades de Chile. Sin embargo, no se han encontrado registros que reúnan la totalidad de gasoductos para distribución en el sector residencial.

Para determinar la infraestructura de distribución en Chile, se tomó como referencia algunos decretos donde se otorga la concesión a empresas como Metrogas para construir redes de distribución en la ciudad y otras fuentes donde se menciona el largo de red de tuberías, lo que se observa en la Tabla 11.

Tabla 11: Gasoductos de distribución por zonas de Chile.

DISTRIBUCIÓN ZONA NORTE								
Empresa de distribución	Región	Inicio de actividades	Comuna	Tipo de red	Diámetro (pulg)	Máxima Presión [bar]	Longitud (km)	Materialidad
Metrogas S.A.	Arica y Parinacota	02-feb-17	Arica	Estructural	6,3 - 4,3	3,8	8,77	PE 80
				D. Terciaria	2		32,00	
	Tarapacá	02-feb-17	Iquique	Estructural	7,9 - 6,3	3,8	11,29	PE 80
				D. Terciaria	2		25,12	
	Antofagasta	02-feb-17	Antofagasta	Estructural	6,3 - 4,3	3,8	13,26	PE 80
				D. Terciaria	2		21,20	
	Atacama	02-feb-17	Copiapó	Estructural	7,9 - 4,3	3,8	47,85	PE 80 SDR 11
				D. Terciaria	2		65,65	
Progas S.A.	Antofagasta	06-dic-01	Calama	Estructural	9,8 - 6	s/i	s/i	PEMD
				D. Terciaria	1,6	s/i	s/i	
Abastible S.A.	Atacama	07-nov-17	Copiapó, Caldera, Tierra Amarilla	Estructural	6,3 - 4,3	4	9,33	PE 80 SDR 11
				D. Terciaria	2		50,93	
Empresa Lipigas S.A.	Antofagasta	27-ene-04	Calama	Estructural	6,3 - 4,3	4	14,45	PEMD
				D. Terciaria	6,3 - 1,3		308,50	
	Atacama	07-jul-16	Copiapó	Estructural	7,8 - 6,3 - 4,3	4	13,28	PE 80
				D. Terciaria	-			
	Coquimbo	02-feb-17	Coquimbo, Serena	Estructural	6,3	6	0,03	PE 100 SDR 11
				D. Secundaria	4,3 - 1,6		4,73	

DISTRIBUCIÓN ZONA CENTRO								
Empresa de distribución	Región	Inicio de actividades	Comuna	Tipo de red	Diámetro (pulg)	Máxima Presión [bar]	Longitud (km)	Materialidad
GasValpo S.A.	Valparaíso	20-mar-97	Valparaíso, Villa Alemana - Quilpué - Quillota - Calera-Limache-Con Con-Quintero	Estructural	8	34	44,00	Acero
				D. Terciaria	6,3	4	25,00	PE
		24-may-13	Valparaíso	D. Terciaria	3,5 - 2	4	4,17	PE
		03-sept-14	Los Andes	Estructural	4,3 - 3,5	4	5,53	PE
	D. Terciaria			1,6	8,39			
	O'Higgins	31-dic-02	Graneros, Rancagua, Rengo	D. Primaria	6,3 - 4,3 - 2,5	28	s/i	Acero
				D. Secundaria		4	s/i	PE

	Maule	03-sept-15	Talca	Estructural	4,3 - 3,5	4	6,85	PE		
				D. Terciaria	1,6		13,00			
Empresa Lipigas S.A.	Maule	07-jul-16	Curicó, Romeral	Estructural	7,87 - 6,3 - 4,3	4	15,60	PE 80		
				D. Terciaria	3,5 - 2,5		6,41			
Energas S.A.	Valparaíso	27-ago-97	Casa Blanca-Llay-Llay-Quillota-La Calera-Villa Alemana-Viña del Mar-Con-Con-Quilpué-Valparaíso-Quintero	D. Primaria	8 - 6	30	161,66	API 5L gr B		
				D. Secundaria	8 - 6	10		PEMD		
				D. Terciaria	6 - 4 - 3 - 2	4				
		01-mar-00	Hijuelas	D. Secundaria	s/i	10	4,50	Acero		
				D. Terciaria	s/i	4	9,50	PEMD		
		15-ene-01	Placilla, Curauma	D. Primaria	8 - 6	30	4,00	Acero		
				D. Secundaria	8	10	6,37	PEMD		
				D. Terciaria	4 - 3,5 - 2	4				
		Abastible S.A.	O'Higgins	31-dic-02	Rancagua	Estructural	6,3 - 4,3 - 3,5	4	18,75	PE
						D. Terciaria	2 - 3/8		1,34	Cobre tipo L o K
Maule	04-jul-17		Romeral - Curicó	Estructural	7,87 - 6,3	4	6,91	PE 80		
				D. Terciaria	2		42,69			
09-jun-17	Talca		Estructural	6,3 - 4,3 - 3,5	4	6,69	PE 80 SDR 11			
			D. Terciaria	2		41,61				
Biobío	06-sept-01		San Pedro de la Paz	Estructural	4,3	4	22,98	PE		
				D. Terciaria	1,6		24,00			
	06-jun-02		Los Ángeles	s/i	2 - 3/8	s/i	21,49	Cobre tipo L o K		
				s/i	s/i	s/i	57,01	PE		
	09-sept-03		Chillán	s/i	2 - 3/8	1,4	7,09	Cobre tipo L o K		
				s/i	s/i	s/i	15,30	PE		
Intergas S.A.	Biobío	09-mar-05	Los Ángeles	D. Primaria	8	30	22,29	Acero		
				D. Secundaria	6	10				
				D. Terciaria	7 - 5 - 3,4	4	12,17	PE		
Ecogas S.A.	Biobío	19-nov-01	Nacimiento	D. Secundaria	4	10	3,50	s/i		
				D. Terciaria	7 - 5 - 3,5 - 2,5 - 2	4	s/i	PE		
	11-abr-05	Chillán	D. Primaria	8 - 6	30	31,60	Acero			
			D. Terciaria	7 - 5 - 3,5 - 2,5 - 2	4	42,98	PE			

Gas Sur S.A.	Biobío	09-mar-05	San Pedro de la Paz y Coronel	D. Primaria	6	s/i	23,00	API 5L Gr. B
		14-ago-01	Chiguayante	D. Secundaria	7,87	4	2,30	PE
		04-may-04	Los Ángeles	D. Primaria	1	3	22,90	API 5L Gr. B
		06-dic-05	Chillán, Chillán viejo, Pemuco, Bulnes	D. Primaria	6,6	30	42,88	API 5L Gr. B
D. Secundaria	7,87 - 4,3			4	40,00	PEHD		
D. Terciaria	2,5 - 1,6							
Gasco S.A.	Metropolitana	03-jul-96	Cerrillos, Maipú, Padre Hurtado	s/i	s/i	s/i	186,40	s/i
		21-sept-96	Puente Alto	D. Primaria	s/i	s/i	6,37	s/i
				D. Secundaria	s/i	s/i	3,70	s/i
				D. Terciaria	s/i	s/i		s/i
		21-sept-96	Quilicura, Lampa y Pudahuel	D. Primaria	s/i	s/i	14,05	Acero
				D. Secundaria	s/i	s/i	8,73	
				D. Terciaria	s/i	s/i	24,00	PE
Metrogas S.A.	Valparaíso	20-abr-17	Santo Domingo, San Antonio, Cartagena, El Tabo, El Quisco, Algarrobo	Estructural	6,3 - 4,3	s/i	5,57	PE 80
				D. Terciaria	2	3,8	25,95	
		05-jun-17	San Felipe	Estructural	6,3 - 4,3	s/i	7,50	PE 80
	D. Terciaria	2	3,8	23,00				
	Metropolitana	04-sept-96	Cerrillos, Estación Central, Maipú, Padre Hurtado, Pedro Aguirre Cerda, Peñaflor, Talagante, Isla de Maipo	D. Primaria	s/i	s/i	21,97	Acero
				D. Terciaria	s/i	s/i	138,07	PE
		19-dic-96	San Bernardo, Lo Espejo	D. Primaria	s/i	s/i	4,90	Acero
				D. Secundaria	s/i	s/i	6,35	
				D. Terciaria	s/i	s/i	37,36	PE
		19-dic-96	Quilicura, Cerro Navia, Pudahuel, Renca, Quinta Normal	D. Primaria	s/i	s/i	1,40	Acero
				D. Secundaria	s/i	s/i	0,55	
	D. Terciaria	7,87 - 1	4	7,55	PE			
31-jul-98		D. Primaria	s/i	35	12,00	Acero		

			Colina, Lampa	D. Secundaria	s/i	10	34,00	
				D. Terciaria	4,3 - 2 - 1	4	326,14	PE 80 SDR 11
				Terciaria Estructural	10	9,8	7,55	PE 100 SDR 11
		30-ago-98	Buin, Paine	D. Primaria	s/i	35	13,5	Acero
				D. Terciaria	s/i	4	26,1	PE
		11-nov-99	Tiltil, Lampa, Quilicura, Renca, Cerro Navia, Pudahuel, Lo Prado, Estación Central, Puente Alto, Maipú, Padre Hurtado, Peñaflor, Talagante, Isla de Maipo, La Cisterna, San Ramón, La Granja, San Bernardo, El Bosque, La Pintana	D. Primaria	s/i	49	44,01	Acero
				D. Secundaria	s/i	10	26,17	
					D. Terciaria	s/i	4	127,80
	O'Higgins	23-abr-02	Paine, San Francisco de Mostazal, Codegua, Graneros	D. Primaria	s/i	49,5	48,98	Acero
				D. Secundaria	s/i	10	s/i	
				D. Terciaria	s/i	4	19,40	PE
		27-sept-16	San Fernando	Estructural	6,3 - 4,3	3,8	5,64	PE 80 SDR 11
				D. Terciaria	2		35,24	PE 80 DN
	Maule	20-abr-17	Teno-Romeral-Curicó- Río Claro - Sagrada Familia - Rauco	Estructural	6,3 - 4,3	s/i	4,51	PE 80
				D. Terciaria	2	3,8	20,14	PE 80
Gas de Chile S.A. (No está vigente Actualmente)	Metropolitana	12-jun-96	Peñaflor, Maipú, Cerrillos, Estación Central, Pedro Aguirre Cerda, Lo Espejo, San Bernardo	s/i	s/i	s/i	22,44	Acero
				s/i	s/i	s/i	11,5	PE
		21-oct-96	Cerrillos, Cerro Navia, Conchalí, Estación Central, Pedro Aguirre	s/i	s/i	s/i	58,59	Acero
				s/i	s/i	s/i	41,23	PE

			Cerda, Peñaflor, Pudahuel, Quilicura, Quinta Normal, Recoleta, Renca, San Joaquin, San Miguel, Santiago, Talagante					
--	--	--	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	--	--	--	--	--

DISTRIBUCIÓN ZONA SUR								
Empresa de distribución	Región	Inicio de actividades	Comuna	Tipo de red	Diámetro (pulg)	Máxima Presión [bar]	Longitud (km)	Materialidad
Enagas	La Araucanía	15-ene-02	Temuco	s/i	7,87 - 4,3	4	24,3	PEMD
Ecogas	Los Lagos	18-ene-02	Osorno	D. Terciaria	7 - 5 - 3,5	4	3,212	PE
	La Araucanía	07-mar-01	Padre las casas	D. Terciaria	7 - 5 - 3,5 - 2,5 - 2	s/i	5,15	PE
		07-mar-01	Temuco	D. Terciaria	7 - 5 - 3,5 - 2,5 - 2	s/i	49,7	PE
Abastible S.A.	La Araucanía	13-nov-03	Temuco	D. Terciaria	3/8 - 2	s/i	67,11	Cobre tipo L o K
	Los Lagos	24-mar-17	Osorno	Estructural	6,3 - 4,3	4	6,21	PE 80 SDR 11
				D. Terciaria	2		58,08	
		24-mar-17	Pto Montt, Pto Varas	Estructural	7,87 - 6,3 - 4,3	4	9,70	PE 80 SDR 11
				D. Terciaria	2		52,97	
	Los Ríos	09-mar-18	Valdivia	Estructural	7,87 - 6,3 - 4,3 - 3,5	4	14,05	PE 80 SDR 11
				D. Terciaria	2		20,86	
	Metrogas S.A.	Araucanía	11-nov-16	Pucón	Estructural	6,3	3,8	1,72
D. Terciaria					2	15,78		
11-nov-16			Villarrica	Estructural	4,3	3,8	4,42	PE 80 SDR 12
				D. Terciaria	2		12,94	
Los Lagos		05-dic-16	Puerto Montt	Estructural	6,3	3,8	8,13	PE 80 SDR 11
				D. Terciaria	2		42,01	PE 80
		05-dic-16	Puerto Varas	Estructural	6,3	3,8	5,88	PE 80 SDR 11
				D. Terciaria	2		16,55	PE 80
		11-nov-16	Osorno	Estructural	7,87	3,8	5,34	PE 80 SDR 11
				D. Terciaria	2		36,24	
Los Ríos		20-ene-17	Valdivia	2ria Estructurante	6,3	8,9	6,50	PE 100 SDR 11
				3ria Estructurante	6,3 - 4,3	3,8	3,27	PE 80 SDR11

				D. Terciaria	2,5 - 2		34,41	
Empresa Lipigas S.A.	Los Lagos	28-sept-16	Pto. Montt, Pto. Varas	Estructural	7,87 - 6,3 - 4,3	10	16,36	PE 100
				D. Terciaria	- 3,5 - 2,5	4	21,13	PE 80
		18-ago-16	Osorno	Estructural	6,3 - 4,3 - 3,5	4	14,30	PE 80
			D. Terciaria	2,5		1,98		
	Los Ríos	18-ago-16	Valdivia	3ria estructuran e	7,9 - 6,3 - 4,3	10	9,09	PE 80
				D. Secundaria	6,3 - 4,3	4	1,95	PE 100

6.2.1. Consideraciones técnicas para la inyección de H₂ en segmento distribución.

Como se mencionó en la sección 4.1, gran parte de los proyectos que están realizando inyección de H₂, lo están haciendo en el segmento de distribución, las características que ofrece este segmento son la baja presión que normalmente operan, la cual es menor a los 16 [bar] y su materialidad, el cual mayoritariamente está hecho de polietileno el cual ofrece menores posibilidades de fragilización por hidrógeno ya que este problema se presente en materiales de acero de alta dureza. Sin embargo, se tendrá que medir el efecto de las filtraciones que pueda tener el H₂ en este segmento.

Otro punto para considerar es que ciertas aplicaciones residenciales ya pueden aceptar un 10% en volumen de hidrógeno sin grandes modificaciones.

De igual manera que en el segmento transporte, se tendrá que realizar análisis exhaustivo de la condición de cada una de las líneas que se tendrán que operar. Además, la red de distribución tiene la desventaja que no son redes dirigidas por lo que es necesario saber cuáles serán los clientes finales que podrán recibir esta mezcla.

6.3. Segmento servicio (uso final del gas natural) en Chile

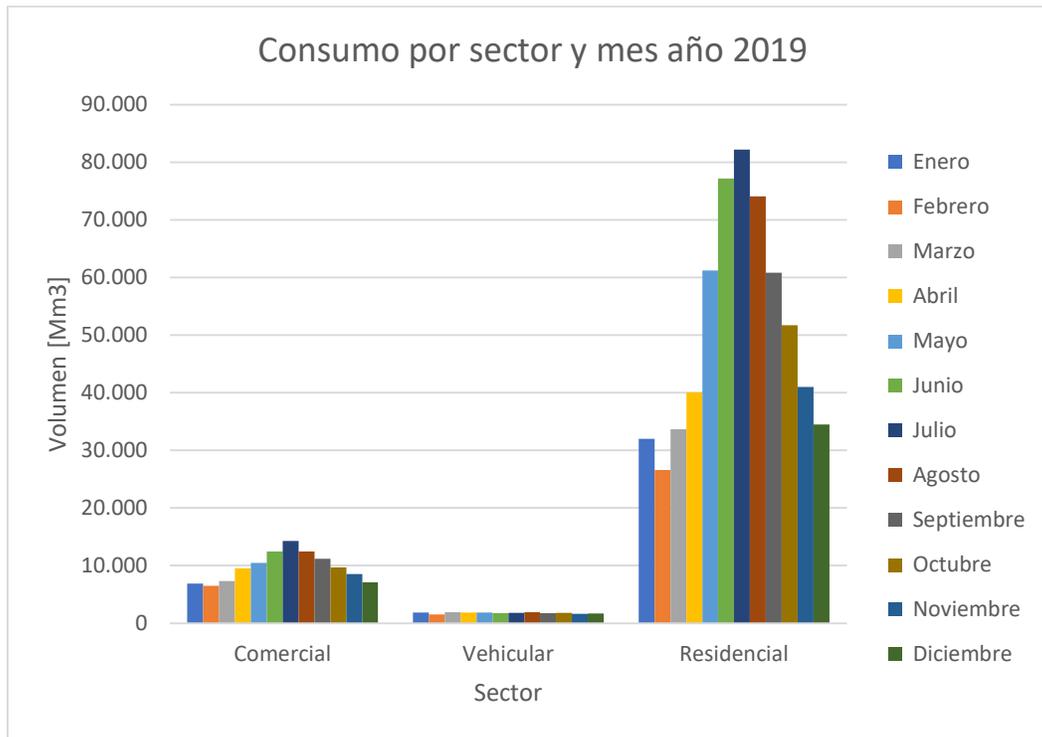
Para determinar el potencial de uso del hidrógeno en las aplicaciones, se detallan los consumos de los usuarios finales de gas natural que existen actualmente en Chile. Para esto se utilizó información de la Superintendencia de Electricidad y Combustible (SEC) para determinar cuánto es el gas natural consumido en diferentes regiones y sectores. Cabe mencionar que debido a la pandemia del COVID-19, se tomaran en cuenta los datos del año 2019, de hecho, el consumo del año 2020 disminuyó en 80.000[Mm³] con lo consumido el año 2019.

6.3.1. Consumo sector residencial, comercial y vehicular.

El consumo de gas natural a escala local está compuesto por tres subsectores, como lo son el residencial, el comercial y el vehicular. Los montos consumidos se pueden observar en el Gráfico 8 a partir del cual se puede destacar que el subsector residencial es más de cinco veces mayor al sector comercial. Por otra parte, y como podría suponerse, los mayores consumos se dan durante los meses de menores temperaturas entre mayo y septiembre.

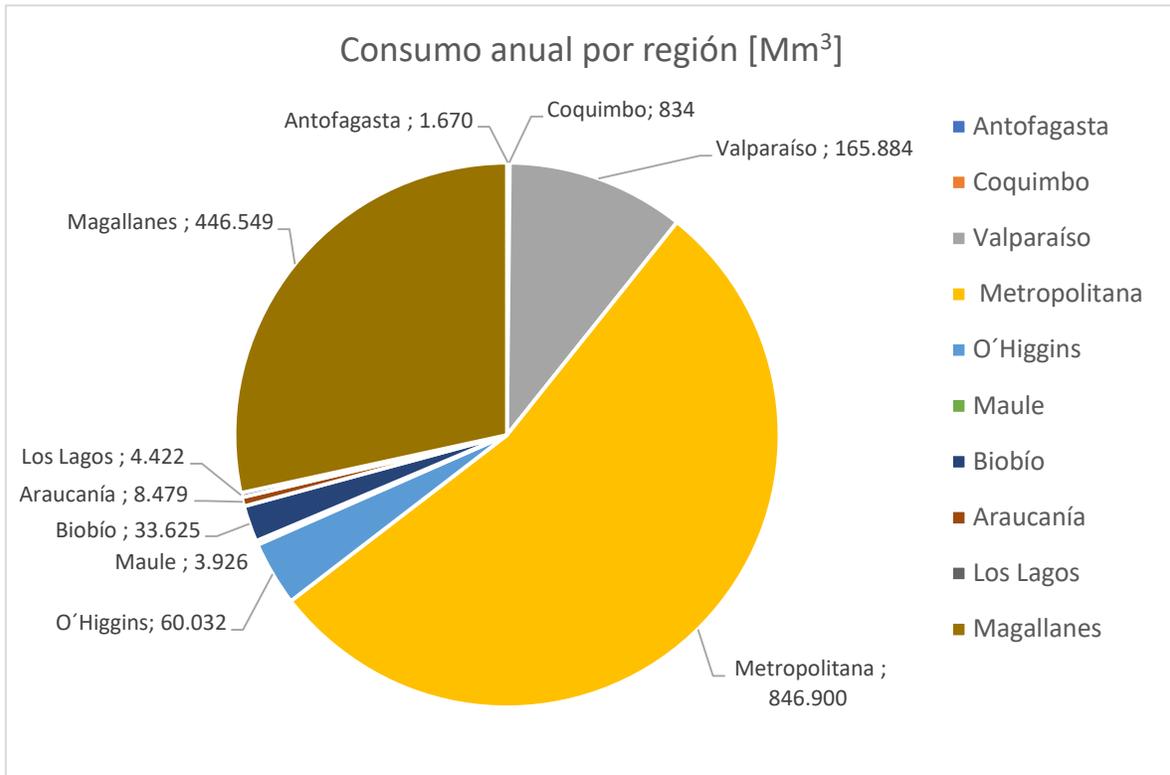
Adicionalmente, cabe mencionar que, para el caso del consumo vehicular, el monto considerado es como gas natural comprimido (GNC).

Gráfico 8: Consumo comercial, vehicular, residencial año 2019. Fuente: Informe estadístico combustible 2019, SEC.



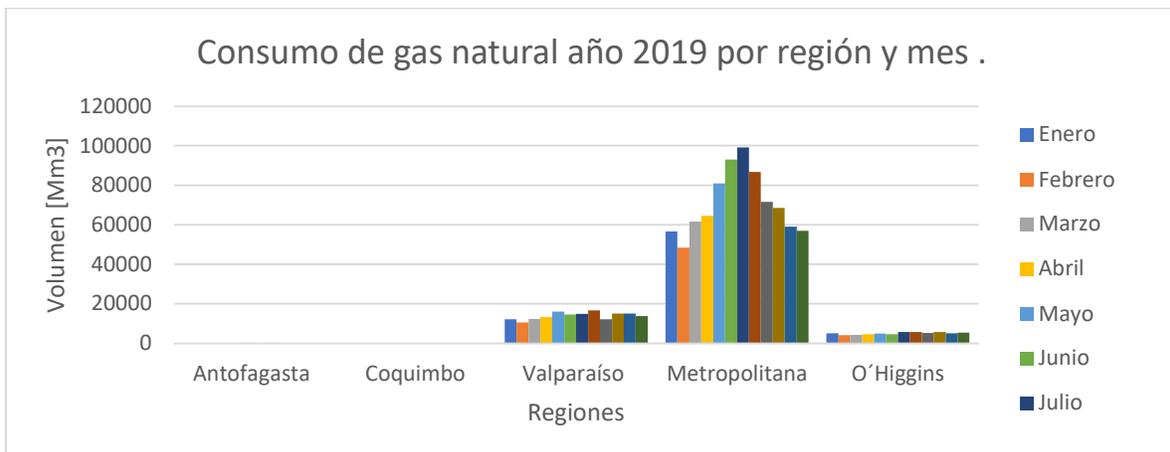
Por otra parte, la distribución geográfica del consumo es posible observarla en el Gráfico 9, donde la región con mayor consumo es la Metropolitana con un 54% del consumo total del país seguida por la de Magallanes con un 28%.

Gráfico 9: Consumo anual por región año 2019. Fuente: Informe estadístico combustibles 2019, SEC.



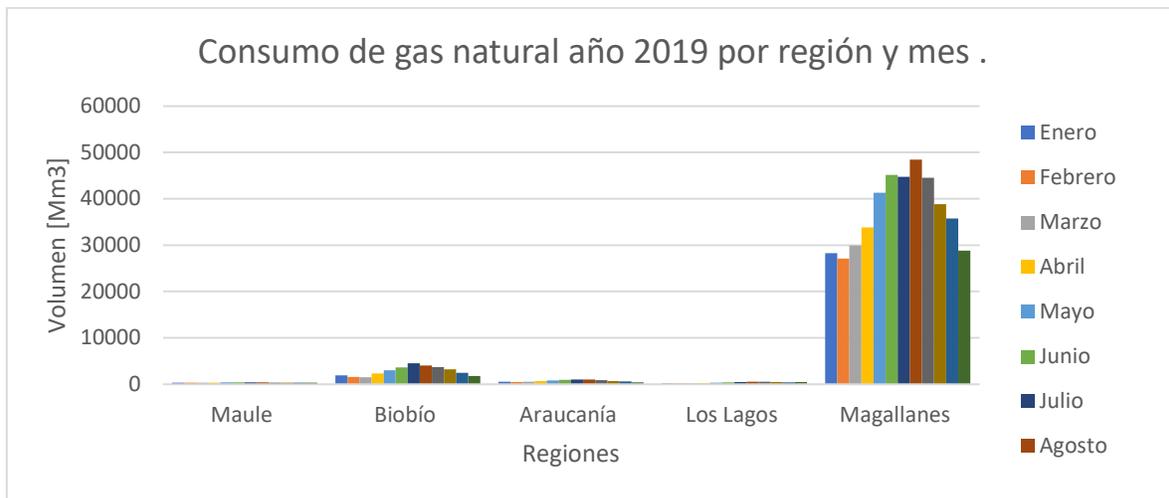
El detalle de cada una de las regiones, para todos los meses del año 2019 se encuentran en el Gráfico 10 y Gráfico 11.

Gráfico 10: Consumo de gas natural región de Antofagasta, Coquimbo, Valparaíso, Metropolitana y O'Higgins. Fuente: Informe estadístico combustibles 2019, SEC³,



³ Los consumos informados son del segmento de distribución. Existen centrales térmicas con contratos directos con empresas que tienen concesión en segmento de transporte, por lo que esos consumos no están cuantificados en estos gráficos.

Gráfico 11: Consumo de gas natural región Maule, Biobío, Araucanía, Los Lagos y Magallanes. Fuente: Informe estadístico combustibles 2019, SEC.



6.3.2. Sector Industrial

El consumo de gas en el sector industrial se divide en dos áreas principalmente, la generación de calor industrial y la generación eléctrica:

Generación de calor industrial

La demanda de gas natural del sector industrial en Chile depende de la zona geográfica, ya que cada una tiene sus propias características. En la zona Norte el gas natural es más económico debido a la fuerte demanda de la minería, mientras que en el sector Sur predomina el uso de leña para los procesos térmicos. Las principales industrias en Chile que requieren energía térmica en sus procesos y que pueden o no estar conectadas a la red de gas natural son:

- Metales.
- Alimentos.
- Alimentos para animales.
- Panaderías.
- Azucareras.
- Viñas.
- Artículos de hormigón.
- Minería.
- Celulosa.

Para determinar qué cambios deben realizarse a las industrias con calderas industriales en las que se inyecte gas natural, se debe clasificar a las industrias, definir si están conectadas a la red y luego determinar la tolerancia que tienen sus equipos para operar con H₂.

En el caso de Chile, según datos del año 2018 publicado por el ministerio de Medio Ambiente (Folio 390) [47], en Chile existen 650 calderas activas que funcionan con gas como combustible y 290 calderas que funcionan a diésel.

Generación eléctrica (Termoeléctricas)

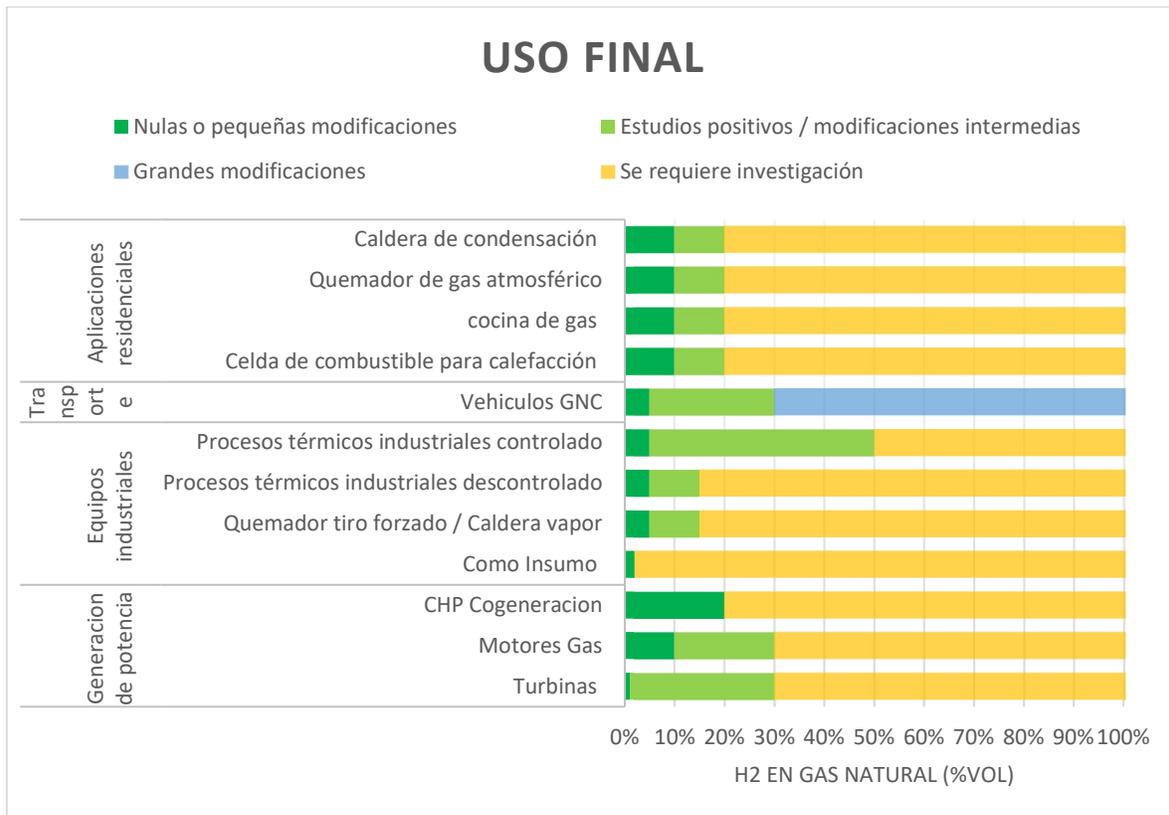
En el SEN de Chile existe una potencia instalada de 3.700 [MW] en plantas termoeléctricas a gas natural, representando aproximadamente un 15% del total instalado en el país en 2020 [48] y un 83% en el SEM lo que equivale 89 [MW] aproximadamente. Sin embargo, a octubre de 2020 solo generaron un 16% de la energía producida en el SEN con un valor de 987 [GWh] [48]. Dentro de las plantas instaladas se encuentran las de ciclo simple y las de ciclo combinado, las cuales se encuentran con mayor detalle en el : Termoeléctricas a Gas Natural con sus respectivas potencias nominales, fabricante y ubicación.

7. Consideraciones para el uso final del hidrógeno

En esta sección se revisa qué tipo de consumidores se verían afectados, cuánto y qué medidas deberían adoptar para adaptarse a una inyección de hidrógeno en las redes de gas, teniendo en cuenta el reacondicionamiento de sus equipos o su reemplazo total.

De esta manera, los consumidores finales se categorizan en residenciales, comerciales e industriales. Cada uno de estos grupos tiene sus propias características y requerimientos, por lo que se analizan por separado. Es así como a partir del Gráfico 12 es posible notar que para el sector residencial como máximo es posible inyectar poco más de 20% haciendo grandes modificaciones a los equipos y para mayores porcentajes de inyección aún se requieren estudios. No obstante, una excepción a ello son las estufas que eventualmente podrían aceptar más de 30%. Para el caso comercial e industrial el porcentaje de inyección aceptado, pero con cambios mayores a los equipos en general es mayor que al caso de equipos de uso residencial; sin embargo, en términos globales para poder utilizar una gran proporción de hidrógeno (mayor al 50% por ejemplo) cualquiera sea la aplicación de uso final se necesitan estudios específicos.

Gráfico 12: Tolerancia de concentración de H₂ por componente para el uso final. Fuente: Adaptado de Overview of available test results and regulatory limits for hydrogen admission into existing natural gas infrastructure and end use [1] y Hydrogen from renewable power [32].



A continuación, se describen cada uno de los tres grupos de aplicaciones.

7.1. Aplicaciones residenciales

Dentro de las aplicaciones compatibles con el uso de hidrógeno como energético en el sector residencial se encuentran los siguientes componentes:

- Quemadores de cocina (encimeras)
- Calefactores de agua
- Sistemas de calefacción residencial (estufas)
- Medidores de gas.

Cada uno de estos componentes tiene sus propias características de operación. A continuación, se mencionan los principales aspectos de seguridad y operación a considerar para determinar si se debe reacondicionar o reemplazar el equipo. Todos estos componentes, a excepción de los medidores de gas, funcionan en base a la combustión del gas inyectado. Los principales desafíos que deben ser trabajados en los componentes residenciales son:

- Tecnología de combustión para el caso de mezcla o 100% de hidrógeno.
- Los cambios de energía entregada, causados por cambios en el índice de Wobbe, deben ser considerados en las modificaciones o en los equipos nuevos.
- Colorante de llama para hidrógeno.
- Sistemas de seguridad para la llama.
- Riesgos debido al aumento en la inflamabilidad.

A continuación, se describe cada uno de los equipos y sus componentes principales, para determinar cuáles son los que representan mayores restricciones.

7.1.1. Quemadores de cocina (encimeras)

Se caracterizan por estar constituidos por un quemador atmosférico donde el aire entra naturalmente por debajo de la cabeza del quemador y es mezclado con el gas para generar la llama de combustión. Generalmente, la estructura está hecha de acero inoxidable con puertos distribuidos por líneas, con el inyector ubicado directamente debajo de la cabeza y con la presencia de ductos primarios para ingreso de aire. Su funcionamiento tiene la siguiente secuencia:

- 1- Inyección de gas en el quemador, se regula con un control de válvula.
- 2- El aire de los alrededores es succionado naturalmente y se mezcla con el gas.
- 3- La mezcla fluye por los puertos alrededor del quemador.
- 4- La bujía inicia la chispa que crea la llama.
- 5- Las flamas calientan el aire y las cosas que se encuentran alrededor de la combustión del gas. De esta forma se calientan las ollas, sartenes, etc.

Con respecto a los efectos que puede tener la inyección de una cantidad de hidrógeno en la mezcla de gas natural, se tiene una posible propagación de la llama en el quemador debido a la velocidad que podría tener esta por la presencia de hidrógeno y otro punto a considerar es la mayor presenciado de óxidos de nitrógeno, las propiedades fisicoquímicas

del H₂ tienen como consecuencia una mayor temperatura de combustión aumentando la producción de estos compuestos. La Figura 16 y Figura 17 muestran un esquema del quemador atmosférico de cocina y de un horno de gas de cocina residencial respectivamente.

Figura 16: Representación de quemador de gas de cocina. Fuente: Extraído de *Appraisal of Domestic Hydrogen Appliances* [49].

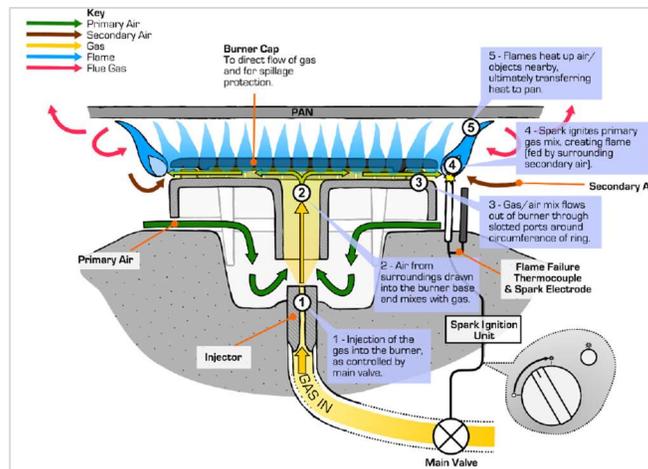
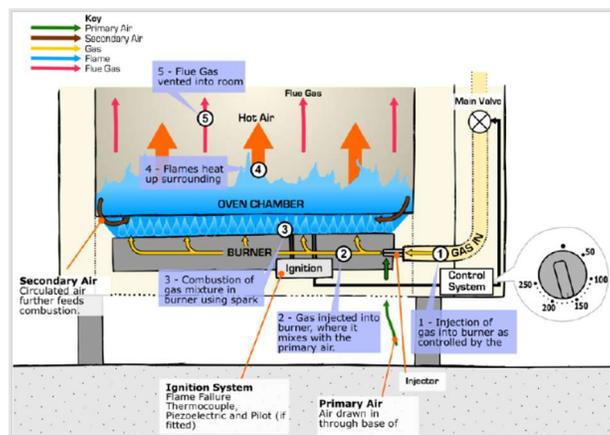


Figura 17: Representación de horno a gas. Fuente: Extraído de *Appraisal of Domestic Hydrogen Appliances* [49].



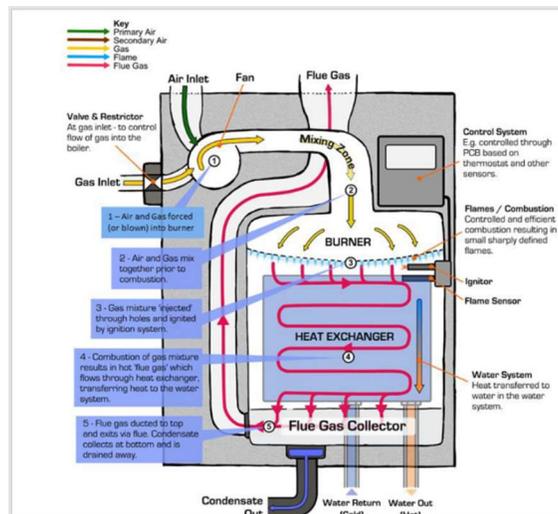
7.1.2. Calefactores de agua

Este equipo, a diferencia de la cocina a gas residencial, usa un quemador de pre-mezcla, el cual está completamente aireado en el punto de ignición. Esto le permite operar con bajos niveles de exceso de aire, lo que permite aumentar su eficiencia y reducir las emisiones de NO_x en comparación con la combustión parcial.

Su funcionamiento, mostrado en la Figura 18 tiene la siguiente secuencia:

- 1- El aire y el gas es forzado a ingresar al interior del calefactor.
- 2- El aire y el gas son mezclados antes de ingresar al quemador del calefactor.
- 3- La mezcla es inyectada a través de los orificios del quemador y entra en combustión por medio del sistema de ignición.
- 4- Los gases de combustión fluyen a través del intercambiador de calor dentro del calefactor, transfiriendo el calor a la red de tuberías de agua.
- 5- Los gases de combustión fluyen hacia el final de la cámara del calefactor y son direccionados al exterior por medio de una vía de eyección. Los residuos condensados son purgados del calefactor.

Figura 18: Representación de Calefactor residencial. Fuente: Extraído de Appraisal of Domestic Hydrogen Appliances [49].



7.1.3. Sistemas de calefacción residencial

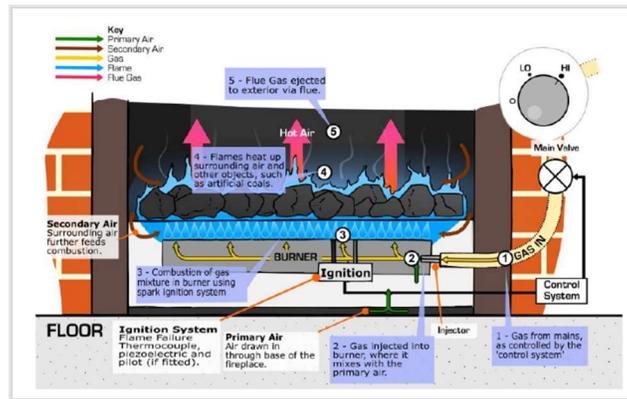
Este equipo, al igual que el quemador de cocina, funciona como quemador atmosférico y tiene un diseño similar al horno a gas de cocina.

Su funcionamiento tiene la siguiente secuencia:

- 1- Inyección de gas desde la tubería principal la cual es controlada por un sistema central compuesto por una válvula.
- 2- El gas es inyectado a la cámara del calefactor a través de un inyector. El gas es mezclado con el aire que entra por la cámara principal de aire la cual se encuentra en la parte inferior del calefactor.
- 3- La mezcla de gas con aire es activada por medio de un sistema de ignición el cual produce la primera llama para encender el calefactor.
- 4- Las flamas comienzan a calentar el aire de los alrededores.
- 5- Los gases de combustión son eyectados al exterior por medio de vías como chimeneas o tuberías.

En la Figura 19 se aprecia un esquema de un calefactor residencial.

Figura 19: Representación de estufa a gas. Fuente: Extraído de Appraisal of Domestic Hydrogen Appliances [49].



7.1.4. Medidores de Gas

Típicamente, estos miden el volumen de gas consumido y no la energía térmica consumida, por lo que la energía por volumen bajará en función del hidrógeno presente, el cual puede variar en la mezcla. Por lo tanto, medir el volumen no es suficiente para determinar la energía consumida por el usuario final. En un estudio de NREL [50] se testearon 3 medidores con dos muestras de gas diferentes (100% gas natural y 50% gas natural más 50% de H₂). Los medidores de gas de las marcas Elster (Alemania), Gallus (Francia) y Dresser (Italia) fueron testeados en este estudio, donde se obtuvieron resultados positivos para el medidor Dresser, es decir pudo medir la mezcla con hidrógeno y resultados negativos para los medidores Elster y Gallus para la muestra de 50% de H₂.

7.1.5. Impactos del hidrógeno en los componentes residenciales

En relación al impacto generado por una mezcla de hidrógeno con gas natural en los componentes residenciales, en la Tabla 12 se resume el grado de impacto (verde, amarillo y rojo de menor a mayor impacto) que genera el hidrógeno y los posibles cambios de diseños para mitigar estos problemas [51].

Tabla 12: Impacto de inyección de hidrógeno en los diferentes componentes de los equipos residenciales.
Fuente: Adaptado de Appraisal of Domestic Hydrogen Appliances [49].

Componente	Función	Impacto	Cambios de diseño
Combustión			
Quemador (Atmosférico o de pre-mezcla con ventilación)	Lugar de combustión, controla eficientemente la combustión	<ul style="list-style-type: none"> * La llama se propagará al quemador debido a la velocidad de llama * Riesgo de ignición debajo de la superficie del quemador o dentro del sistema producto de fugas * Baja visibilidad de la llama * Mayor NOx 	<ul style="list-style-type: none"> * Remover el ducto primario de aire * Reducir el volumen interno del sistema, mitigar acumulación de gas * Agregar colorante para visibilizar * Eliminar ventilación forzada
Bujía	Ignición a la mezcla en el quemador	El hidrógeno tiene menor energía de ignición que el gas natural, por lo tanto, la ignición es más sencilla	Posible cruzamiento de llama en algunos quemadores, pero en general no necesita cambios
Soporte de llama (pilot light)	Soporta la llama en operación	El hidrógeno tiene una mayor rapidez de llama, lo que cambiará el tamaño y estabilidad del soporte de llama.	Rediseñar el tamaño del soporte de llama
Intercambiadores de calor y tubería de escape			
Válvula de gas	Abre o cierra el paso de gas	Potenciales fugas por medio de los sellos. Diferentes flujos de gas serán requeridos debido al cambio de poder calorífico del gas	Sellos diseñados para evitar fugas de hidrógeno, ajustar a un flujo diferente de gas
Intercambiador de calor, protección de llama, paneles internos	Transferir el calor de combustión a la zona donde se requiera calefaccionar	El intercambio de calor será diferente debido: <ul style="list-style-type: none"> * Incremento de la temperatura de llama * Diferentes características de emisiones * Diferencias en el largo de llama * Incremento de vapor de agua en la combustión 	Rediseñar dimensiones del intercambiador para una mejor transferencia, pero la operación general no se verá afectada
Sumidero	Recolectar la condensación del intercambiador	El hidrógeno produce 60% más de vapor de agua que el gas natural. La cantidad de condensación aumentará	El volumen del sumidero aumentará
Tubo de escape	Control de los gases de escape al ambiente	Los gases de escape saldrán a mayor temperatura y tendrán mayor porcentaje de humedad. Esto producirá un aumento en la transferencia de calor	El diseño debe permitir que los gases de escape no sean expulsados a una mayor temperatura que para los sistemas de gas natural
Controladores			
Termocupla	Dispositivo para regular el flujo de gas	La temperatura y largo de la llama serán diferentes	Rediseñar y ubicar el sensor debido a las nuevas características de combustión. Ningún cambio adicional
Sensor de ionización	Dispositivo para regular el flujo de gas	Combustión de hidrógeno no produce iones de hidrocarburos. La medición de este sensor se verá alterada. Para un 100% no podrá medir	Es necesario cambiar a un sensor alternativo
Automáticos	No existen mayores problemas	Ningún problema mayor	Ningún cambio
Estructura exterior y tuberías			
Tubería	Distribuye el gas al sistema	Problemas debido a la capacidad de flujo/material y permeabilidad del gas.	Rediseñar los inyectores de ser necesario. Revisar las especificaciones del gas para evitar fugas
Cubierta	Protege los componentes y previene acumulación de gas	El hidrógeno tiene una mayor tasa de fuga. Es posible una acumulación de mezcla de gas	Reducir el tamaño de las cavidades internas. Incorporar sensores de gas dentro de carcasa. Pre y post sistemas de purga para evitar acumulaciones

	No hay impactos significativos en el componente debido a una inyección de hidrógeno. Es posible utilizar el componente sin cambios.
	Se requerirán rediseños y cambios de dimensiones para optimizar el funcionamiento, pero el principio de funcionamiento será el mismo.
	El componente no funcionará con una inyección de hidrógeno. Se deberá optar por otro tipo de tecnología.

Existen múltiples compañías que se encuentran trabajando en el desarrollo de componentes y productos que cumplan con los mínimos de seguridad y permitan operar equipos domésticos con mezcla de hidrógeno y 100% de hidrógeno, dentro de las cuales se encuentran las mencionadas en la Tabla 13.

Tabla 13: Lista de empresas con desarrollo de productos de gas natural y adaptación a H₂ para sector residencial. Fuente: Elaboración propia en base a WP4 de Hy4Heat [52].

Empresas	Área
Legendfires	Desarrollo y fabricación
Valor	Investigación desarrollo y fabricación
Worcester BOSCH	Fabricación y comercialización
BAXI	Fabricación
Teddington	Diseño, desarrollo y fabricación
Charlton & Jenrick	Fabricación y comercialización
Enertek International	Consultoría, investigación y diseño
Stovax Gazco	Fabricación y comercialización
Universty of leeds	Investigación
Glen Dimplex	Fabricación
Birmingham Burner	Fabricación y comercialización
Clean Burner system	Diseño, fabricación en sistemas de captura de carbono
Samad Power	Fabricación de microturbinas
Continental	Fabricación
Pietro Fiorentini	Desarrollo, fabricación y comercialización
Frazer- Nash Consultancy	Consultoría

7.2. Comercial

Dentro de las aplicaciones compatibles con el uso de hidrógeno para el sector comercial las siguientes son las principales:

- Calefacción de interiores.
- Agua caliente.
- Cocina.

Se utilizará como ejemplo un equipo en la industria para determinar cuáles son sus características y los principales desafíos que deben ser resueltos para poder inyectar hidrógeno.

7.2.1. Calefacción de interiores

Para calefaccionar un recinto cerrado de grandes dimensiones, generalmente se utiliza un evaporador, como el mostrado en la Figura 20. Estos equipos son similares a los calefactores residenciales, los cuales consisten principalmente en una cámara de combustión en donde los gases de combustión son direccionados a un intercambiador de calor, transfiriendo el calor al agua que circula por una red de tubería compacta. Los factores más importantes para considerar son:

- Temperatura del agua requerida.
- Presión del agua requerida.
- Volumen de agua calentada.
- Perfil de demanda.
- Espacio disponible para equipo.
- Ventilación de gases de escape.

Figura 20: Calefactor húmedo de uso comercial. Fuente: Hy4Heat WP5: Understanding Commercial Appliances for UK Hydrogen for Heat Demonstration [51].



Existen otros tipos de calefactores que no utilizan agua para calentar los espacios, estos son:

- Calefactores de aire.
- Calefactores radiativos.

Para este estudio solo se considera el calefactor húmedo.

7.2.2. Aplicación de agua caliente

Dentro de los equipos para calentar agua se encuentran los calefactores de almacenamiento de llama directa, los calefactores de circulación y los calefactores de uso en lugar.

El calentamiento de agua, como por ejemplo el calefactor de llama directa de la Figura 21 de uso comercial es utilizado principalmente para las siguientes aplicaciones:

- Agua para beber
- Baños y duchas
- Lavamanos públicos
- Piscinas

Figura 21: Calefactor de almacenamiento con llama directa. Fuente: Hy4Heat WP5: Understanding Comercial Appliances for UK Hydrogen for Heat Demonstration [51].



7.2.3. Cocinas

Existen múltiples formas de cocinar alimentos por medio de equipos de gas. Dentro de los más importantes se encuentran los hornos de vapor integrado, las encimeras y parrillas de gas (Figura 22), los calefactores de agua o aceite y los hornos a gas. En este estudio se identificaron las características de las encimeras y parrillas a gas comerciales, debido a que es una de las aplicaciones más comunes en las cocinas comerciales.

Figura 22: Parrilla a gas de escala comercial.



Estas tienen una superficie caliente para cocinar, la cual está en contacto directo con el recipiente que se desea calentar. Los detalles de su funcionamiento corresponden a los mismos que para el caso de encimeras o parrillas de uso doméstico. Sin embargo, a escala

comercial, la estabilidad de llama debe ser medida con mayor precisión debido a que los flujos de gas son mayores, lo que aumenta el riesgo de operación.

7.2.4. Consideraciones equipos comerciales

Los principales desafíos que deben ser abordados para poder inyectar un porcentaje de hidrógeno a los equipos mencionados anteriormente están determinados por las características propias de cada equipo; sin embargo, dentro de las consideraciones generales que deben ser evaluados se encuentran [51]:

- La velocidad de llama puede afectar la tasa de presurizado en situaciones donde el gas se acumule debido a una ignición retardada.
- Fragilidad del material producto del hidrógeno, lo que puede afectar a algunas secciones de tuberías de los equipos.
- Algunos equipos que fueron diseñados para optimizar su rendimiento con gas natural en términos energéticos pueden no funcionar o reducir su rendimiento. Para estos casos se necesitarán revestimientos compatibles con hidrógeno.
- Para situaciones de operación, los parámetros de presión y de inyección de aire para combustión se requiere balancear las diferencias de energías entre hidrógeno y gas natural.

Algunas de las empresas involucradas en el desarrollo o fabricación de productos que consumen gas natural y son utilizados en el sector comercial se muestran en la Tabla 14.

Tabla 14: Lista de empresas con desarrollo de productos de gas natural y adaptación a H₂ para sector comercial. Fuente: Elaboración propia en base a WP5 de Hy4Heat.

Empresas	Área
Bosch	Investigación, desarrollo y fabricación
Solid Power	Desarrollo y fabricación
Enertek international	Consultoría investigación y diseño
Falcon	Fabricación y comercialización
Powmatic	Fabricación e instalación
ERM	Consultoría investigación y desarrollo
Lochinvar	Fabricación
Mediacdn	Fabricación
Rinnai	Fabricación
Furnotel	Fabricación
Nortek Global HVAC	Fabricación

7.3. Industrial

Dentro de las aplicaciones que presentan una conexión a la red de gas natural en el sector industrial se encuentran dos grandes categorías, las calderas industriales para diferentes procesos dentro de una fábrica y las turbinas a gas para generación eléctrica. A continuación, se presentan las características e impactos principales que implicaría el uso de hidrógeno en estos dos casos.

7.3.1. Calderas industriales

En la industria existen muchos procesos productivos en los cuales se requiere de una caldera. Dentro de los principales sectores industriales en que se usan estos equipos están el de alimentos y bebestibles, fabricación de químicos, producción de metales, papel, cal, vidrio, cerámica, sistemas de calor y potencia combinados, entre otros.

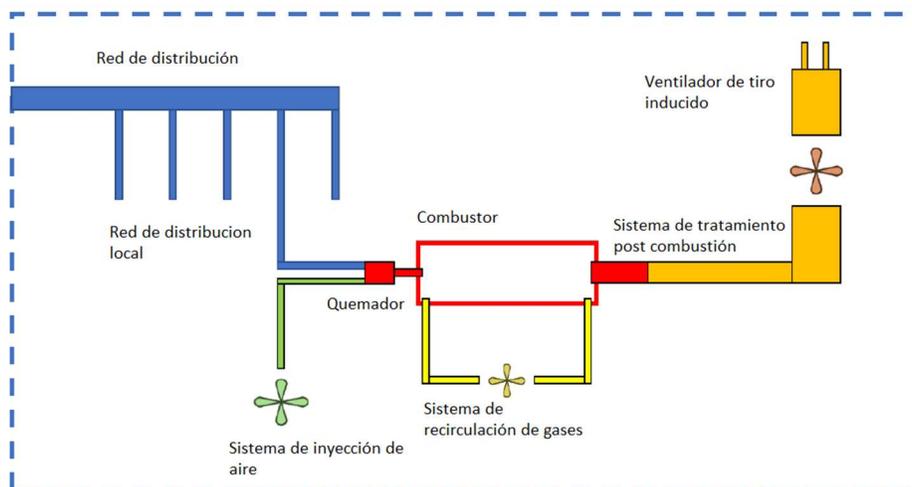
Al igual que para los equipos asociados al sector residencial y comercial, existen limitaciones debido a las características propias del hidrógeno en su aplicación como combustible. A continuación, se presentan los principales impactos en la operación de los equipos y sus componentes cuando se inyecta hidrógeno [53]:

- Emisiones de NOx.
- Posición de la llama.
- Balance en la transferencia de energía.
- Filtraciones.
- Fragilización de material.
- Composición de gases de escape.

Todos estos factores afectan a los componentes de los equipos industriales en mayor o en menor medida. A continuación, en la Figura 23 se presenta un esquema con los principales componentes de un equipo de caldera térmica industrial, en donde se encuentran:

- Red de distribución del combustible.
- Sistema de inyección de aire y recirculación de gases de escape.
- Sistema de combustión.
- Sistema de tratamiento de gases de escape.
- Ventilador de tiro inducido (ID fans).
- Control eléctrico (EC&I).

Figura 23: Esquema de caldera industrial con sus principales componentes. Fuente: Adaptado de Hy4Heat Wp6: Conversion of Industrial Heating Equipment to Hydrogen [53].



En la Tabla 15 se detallan aquellos componentes que necesitan reemplazo debido a una eventual inyección de hidrógeno en la red de gas natural. En donde la letra “x” significa aquellos que necesitan reemplazo y “✓” significa que ya están habilitados para la operación con hidrógeno.

Tabla 15: Componentes que requieren modificaciones o reemplazo para la conversión a hidrógeno en equipos de uso industrial. Fuente: Hy4Heat Wp6 Conversion of Industrial Heating Equipment to Hydrogen [55].

Subcomponentes de equipamiento industrial						
	Sistema distribución de combustible	Sistema de aire de combustión y recirculación de gases de combustión	Sistema de combustión	Sistema de post combustión y sistema de tratamiento de gases.	Ventilador de tiro inducido	Control eléctrico e Instrumentación
Comida y Bebida						
Caldera de Vapor	x	x	x	x	x	x
Caldera de agua caliente	x	x	x	x	x	x
Horno	x	x	x	✓	x	x
Secador directo	x	x	x	✓	x	x
Químicos						
Caldera de vapor	✓	x	x	x	✓	✓
Caldera de agua caliente	✓	x	x	x	✓	✓
Horno	✓	x	x	✓	✓	✓
Horno industrial*	✓	x	x	x	✓	✓
Secador directo	✓	x	x	✓	✓	✓
Fabricación de Vehículos						
Caldera de Vapor	x	x	x	x	x	x
Horno industrial *	x	x	x	x	x	x
Papel						
Caldera de Vapor	x	x	x	x	x	x
Caldera de agua caliente	x	x	x	x	x	x
Secador directo	x	x	x	✓	x	x
Vidrio						
Caldera de agua caliente	x	x	x	x	x	x
Horno industrial	x	x	x	x	x	x
Horno industrial >600°C	x	x	x	x	x	x
Lehr Kiln	x	x	x	✓	x	x
Cerámica						
Caldera de agua caliente	x	x	x	x	x	x
Hornos de cerámica	x	x	x	x	x	✓
Secador directo	x	x	x	✓	x	x
Cal						

Secador directo	x	x	x	✓	x	x
Horno	x	x	x	✓	x	x
Metales Básicos						
Caldera de vapor	x	x	x	x	x	x
Caldera de agua caliente	x	x	x	x	x	x
Horno	x	x	x	✓	x	x
Horno industrial *	x	x	x	x	x	x
Refinería						
Caldera de vapor	✓	x	x	x	✓	✓
Horno industrial*	✓	x	x	x	✓	✓
Horno de cal	x	x	x	✓	x	x
Secador directo	x	x	x	✓	x	x
Otros minerales no metálicos						
Caldera de agua caliente	x	x	x	x	x	x
Kiln >600°C	x	x	x	✓	x	x
Secador directo	x	x	x	✓	x	x
Ingeniería Eléctrica y Mecánica						
Caldera de vapor	x	x	x	x	x	x
Caldera de agua caliente	x	x	x	x	x	x
Horno	x	x	x	a	x	x
Secador directo	x	x	x	a	x	x
Horno industrial	x	x	x	x	x	x

Finalmente, para entender el potencial que existe para la inyección de hidrógeno en el sector industrial, en la Tabla 16 se presenta una estimación de la inversión necesaria para convertir algunos de los componentes principales del sistema de gas natural a hidrógeno [53].

Tabla 16: Costos estimados de conversión de equipos industriales [53].

Sector industrial	Equipo	Costo típico de conversión	
		Ejemplo de Tamaño (MW)	Costo Típico [MUSD ⁴]
Comida & Bebestibles	Evaporador	20	\$1.476.800
	Horno	2	\$298.200
Químicos	Evaporador	20	\$1.107.600
	Caldera	25	\$1.391.600
Fabricante de vehículos	Evaporador	20	\$1.476.800
	Horno	5	\$482.800
	Secador directo	2	\$284.000
Metales	Caldera	40	\$2.385.600
Papel	Secador directo	3	\$369.200
	Evaporador	20	\$1.618.800
Vidrio	Caldera	25	\$1.973.800
Cerámica	Horno	5	\$553.800
Cal	Horno	15	\$908.800
Minerales	Secador rotativo	15	\$738.400

7.3.2. Turbinas de generación eléctrica a gas natural

Para el caso de las turbinas de gas, las principales limitaciones que existen en cuanto a su operación con inyección de hidrógeno son las siguientes:

- Variación del poder calorífico
- Velocidad de llama
- Aumento de temperatura
- Inestabilidad de llama a cargas bajas
- Seguridad.
 - Color de llama
 - Difusión y fuga
 - Flamabilidad.

Se deben atender entonces, posibles incrementos de NOx debida a la mayor temperatura, se deberán modificar los flujos de H₂ para evitar el retorno de llama o flashback, lo cual puede redundar en un sistema de combustión por etapas o secuencial, se deberán eliminar los posibles puntos calientes en contacto con H₂, así como requerir mayores volúmenes de H₂ en relación al gas natural por su menor densidad energética.

Estos factores afectan al correcto funcionamiento de una turbina de gas, por lo que es necesario ajustar algunos parámetros de operación y evaluar la modificación o recambio de algunos componentes. El más afectado por un cambio en la composición del gas de

⁴ La tasa de cambio usada fue de 1 [libra]= 1.42 [USD]

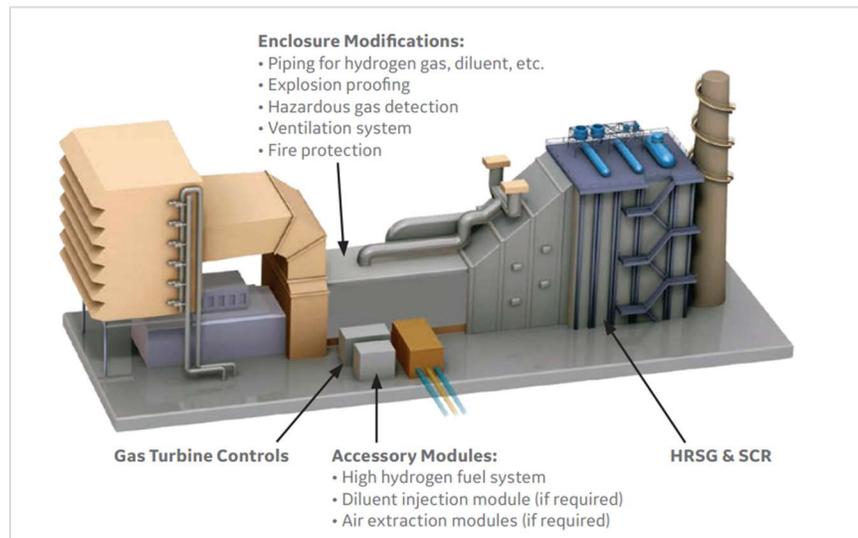
combustible es el sistema de combustión, como los indicados en la Figura 24, el cual debe ser modificado debido al cambio de velocidad de la llama, el cambio de tamaño y la velocidad de ignición. Por otra parte, la regulación del flujo de gas debe ser ajustada, de tal modo que el cambio de poder calorífico no altere la potencia generada por la turbina, ya que la generación de potencia es el principal objetivo de la turbina.

Figura 24: Sistemas de combustión para una turbina de gas [54].



Algunos de los potenciales componentes en una planta termoeléctrica con gas natural que deben ser evaluados para convertir a hidrógeno son los que se muestran en la Figura 25.

Figura 25: Impacto potencial de una planta con turbina a gas para la conversión a hidrógeno [54]. Power to Gas: Hydrogen for Power Generation. Goldmeer, Jeffrey



Finalmente, algunas de las empresas involucradas en desarrollo o fabricación de productos para el sector industrial se presentan en la Tabla 17.

Tabla 17: Lista de empresas con desarrollo de productos de gas natural y adaptación a H₂ para sector industrial. Fuente: Elaboración propia en base a WP5 de Hy4Heat.

Empresas	Área
Bosch	Investigación, desarrollo y fabricación
General electric	Investigación, desarrollo y fabricación
Element Energy	Consultoría e investigación
Cardiff University	investigación
Advisian	Consultoría e investigación
Siemens	Investigación, desarrollo y Fabricación

7.3.3. Modelos de turbinas que admiten hidrógeno

Dentro de las turbinas que posee la matriz de generación de electricidad actual en Chile, descritas en detalle en la Tabla 24 del anexo A, existen modelos que se pueden adecuar a una inyección de hidrógeno. Casi un 40 % de ellas se puede reacondicionar (Modelos Siemens y General Electric), realizando una inversión no menor para poder funcionar a base o con un cierto porcentaje de mezcla de hidrógeno. En la Tabla 18 y Tabla 19 se puede observar cada uno de los modelos y el porcentaje de hidrógeno que podrían aceptar luego de ser reacondicionadas o ser unidades nuevas adquiridas por las empresas generadoras.

Tabla 18: Equipos de Siemens y cantidad de H₂ con que pueden operar. Fuente: Elaboración propia en base a información de Siemens.

		Modelo turbina a gas	Capacidad de H ₂ (% en volumen)		
			DLE burner	WLE burner	Quemador de difusión
Turbina a gas de servicio pesado	50 [HZ]	SGT5-9000HL	30	-	-
		SGT5-8000H	30	-	-
		SGT5-4000F	30	-	-
		SGT5-2000E	30	-	-
	60 [HZ]	SGT6-9000HL	30	-	-
		SGT6-8000H	30	-	-
		SGT6-5000F	30	-	-
		SGT6-2000E	30	-	-
Turbina a gas industrial	50 [Hz] o 60 [Hz]	SGT-800	50	-	-
		SGT-750	40	-	-
		SGT-700	55	-	-
		SGT-600	60	-	-
		SGT-400	10	-	65
		SGT-300	30	-	-
		SGT-100	30	-	65
		KG (3E/3G)	5	30	-
	SGT-A65	15	100	-	

Turbina a gas Aero derivada		SGT-A45	-	100	-
		SGT-A35	15	100	-
		SGT-A05	2	15	-

Tabla 19: Equipos de General Electric y cantidad de H₂ con que pueden operar [55]⁵. Fuente: Elaboración propia en base a información de General Electric.

		Modelo de Turbina	Actual(%vol)	Futuro(%vol)
Aeroderivada	50 [Hz]- 60 [HZ]	LMS 100	95	100
		LM9000	95	100
		LM6000	95	100
		LM2500	95	100
		TM2500	95	100
		LMS 100	95	100
Clase B y E	50 [Hz]	GT13E2	100	100
		9E.04	100	100
		9E.03	100	100
		6B.03	100	100
	60 [HZ]	7E.03	100	100
		6B.03	100	100
Clase F	50 [HZ]	9F.05	60	100
		9F.04	60	100
		9F.03	60	100
		6F.03	60	100
		6F.01	60	100
	60 [HZ]	7F.05	60	100
		7F.04	60	100
		6F.03	60	100
		6F.01	60	100
Clase H	50 [Hz]	9Ha.02	50	100
		9HA.01	50	100
	60 [HZ]	7HA.03	50	100
		7HA.02	50	100
		7HA.01	50	100

⁵ General Electric especifica porcentajes de admisión de hidrógeno para las diferentes clases de sus turbinas. Estos valores podrían variar dependiendo de la configuración inicial y las condiciones de operación del modelo que se esté analizando.

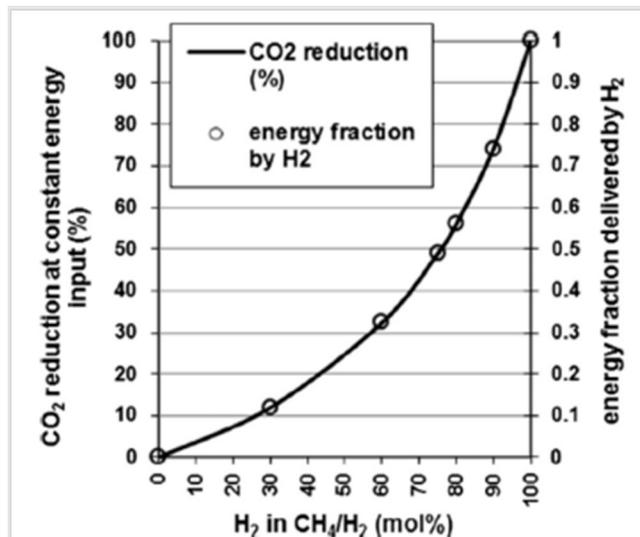
Cabe mencionar también que la empresa Ansaldo, declara que sus turbinas de combustión secuencial modelos GT36 y GT26 están preparadas para quemar hidrógeno en un porcentaje de mezcla de 70% y 45% respectivamente, y sus modelos de combustión simple AE94.3A y AE94.2 un 25% ambas.⁶

7.4. Reducción de CO₂ a la atmósfera.

7.4.1. Impacto en el medio ambiente

Una de las principales razones que existen para inyectar hidrógeno a la red de gas natural es la reducción de emisiones de CO₂ producto del desplazamiento de gas natural, con el fin de poder emitir menos GEI; sin embargo, la tasa de reducción de CO₂ estará limitada por el porcentaje de hidrógeno que pueda ser inyectado. En este sentido, en el Gráfico 13, se muestra la relación que existe entre el porcentaje de H₂ inyectado y el porcentaje de CO₂ reducido en una combustión estequiométrica.

Gráfico 13: Reducción de CO₂ en función de la concentración de H₂ en el gas [41].



Por otro lado, una de las propiedades del hidrógeno es poseer una mayor temperatura de flama adiabática que la del metano. Considerando que la formación de NO_x se produce por la reacción entre O₂ y N₂ a altas temperaturas, obteniendo NO y NO₂, al quemar hidrógeno se produce una flama adiabática de alta temperatura del H₂ (2200 °C), por lo que la emisión de NO_x aumentará, como se aprecia en el Gráfico 14.

En este caso se deben considerar sistemas de abatimiento de estos gases.

⁶ <https://www.ansaldoenergia.com/business-lines/hydrogen-technology>

Dentro de los sistemas de abatimiento de gases, la empresa General Electric cuenta con una actualización de sus equipos para los Modelos LM 2500, LM6000, LMS 100, en el que las turbinas reducen sus emisiones de NO_x debajo de los 25 ppm para combustibles gaseosos, con una mayor potencia de salida y manteniendo bajos niveles de emisiones de NO_x. La tecnología consiste en ingresar agua desmineralizada a la cámara de combustión a través de las boquillas del combustible para disminuir la temperatura de la llama, reduciendo así la emisión de NO_x [56].

Actualmente en Chile se usan los DLN (Dry low Nox) [57], los cuales modifican la zona de combustión, es decir, retrasan la mezcla del combustible y el O₂, lo que permite reducir la cantidad de O₂ disponible en las zonas más críticas de formación de los NO_x. También se usa el sistema SCR (sistema desnitrificador catalítico o sistema de reducción catalítica), en el cual los gases de salida de la turbina se hacen reaccionar con amoníaco, teniendo como producto N₂ y H₂O:

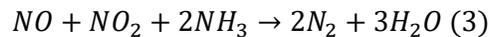
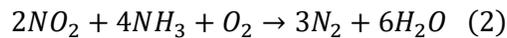
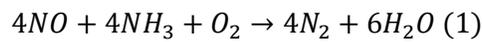
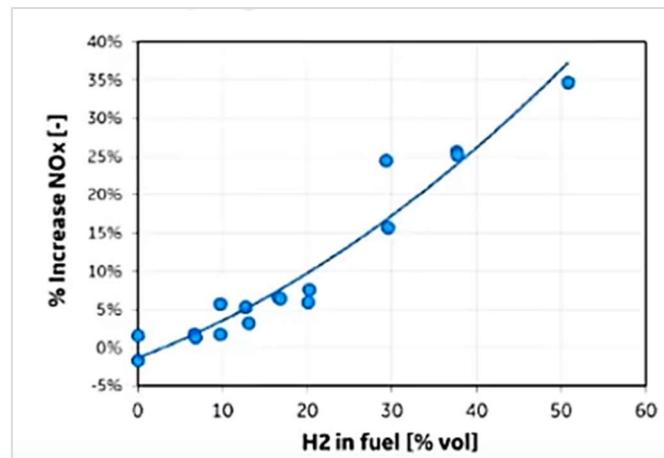


Gráfico 14: Impacto de emisiones de NO_x en función de la concentración de H₂ en la mezcla. Fuente: General Electric, (gas turbine webinar).



Dentro de los efectos positivos que tiene la inyección de H₂ en las redes de gas natural se encuentra la reducción de emisiones de CO₂ a la atmósfera, debido a que la combustión del hidrógeno solamente emite vapor de agua.

7.4.2. Reducción de CO₂ con posible inyección de H₂

Chile consumió durante 2019 aproximadamente 4.699.252.920 [m³] de gas en los sectores industrial, comercial, residencial y de generación como se aprecia en la Tabla 20. Esta cifra no considera el uso del gas natural para su transformación en otros productos, como por ejemplo metanol. A partir de esta cifra se estiman las emisiones producidas por el uso de este combustible alcanzando un valor de 9.279.184 [TonCO₂].

Tabla 20: Consumo de Gas Natural de Chile 2019, energía y emisiones de CO₂.

Datos	Valor	Unidades
Consumo Chile 2019	4.699.252.920	[m ³]
Energía⁷ CH₄	183.783	[TJ]
Emisión CO₂⁸	9.279.184	[TonCO ₂]

Como se ha mencionado en este estudio, las posibilidades de inyección pueden variar teóricamente desde un 5% hasta un 20%. Considerando las emisiones totales previas debido al consumo de gas natural. A continuación, se calculan tres casos de inyección de hidrógeno a la red de gas natural y su impacto en la reducción de emisiones de CO₂.

Se debe considerar en el cálculo de la inyección de H₂ en la red, es que el hidrógeno no tiene la misma densidad energética que el gas natural, por ende, y para cumplir el porcentaje de inyección, se distribuirán los volúmenes de gas natural e hidrógeno de acuerdo a sus poderes caloríficos, dejando constante la energía final que debe proveer la mezcla. En la Tabla 21 se aprecia el balance energético para los distintos porcentajes de inyección, así como el Gráfico 15 la cantidad de CO₂ evitado en cada caso.

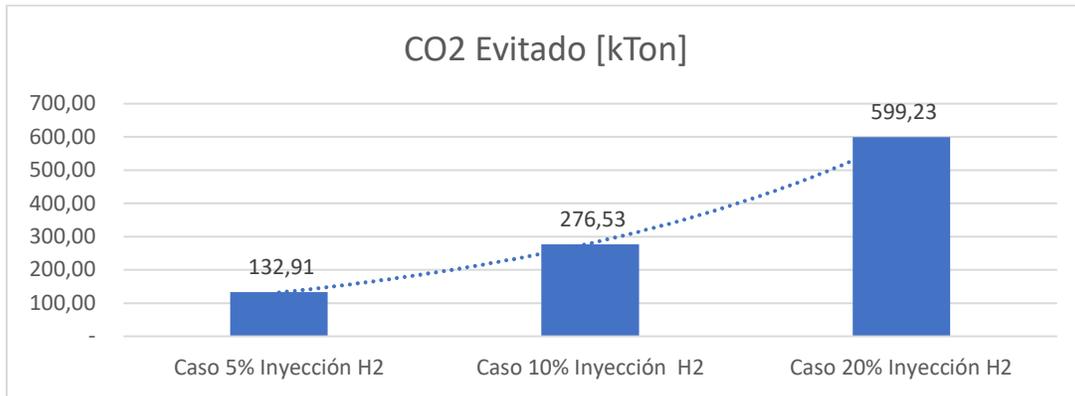
Tabla 21: Balance energético inyección de porcentajes de hidrógeno en el gas natural.

Dato	Caso 5% Inyección H ₂	Caso 10% Inyección H ₂	Caso 20% Inyección H ₂	Unidad
Consumo	4.875.727.247	5.065.791.433	5.494.733.390	[m ³]
Volumen Gas Natural	4.631.940.884	4.559.212.290	4.395.786.712	[m ³]
Volumen Hidrógeno	243.786.362	506.579.143	1.098.946.678	[m ³]
Energía Gas Natural	181.150	178.306	171.914	[TJ]
Energía Hidrógeno	2.633	5.471	11.869	[TJ]
Total Energía	183.783	183.777	183.783	[TJ]
Índice de Wobbe	48,88	48,31	47,194	[-]
CO ₂ Emitido	9.146.269	9.002.658	8.679.957	[TonCO ₂]
CO ₂ Evitado	132,91	276,53	599,23	[kton]
Aumento volumen	4%	8%	17%	

Gráfico 15: Cantidad de CO₂ evitado en 3 casos de estudio.

⁷ Se toma como supuesto que las redes de gas natural solo transportan metano. Para el cálculo de la energía se usó un valor de PCI de 32,6 [MJ/m³].

⁸ Se toma como factor de emisión del IPCC: 56.100 [kgCO₂/TJ]



7.5. Potencia necesaria de electrólisis

Se puede estimar la potencia necesaria de electrólisis para poder satisfacer la demanda de hidrógeno en las redes de gas en los 3 casos mencionados anteriormente. En base a los datos se calculan las toneladas de hidrógeno anuales necesarios en cada caso. Los resultados son mostrados en la Tabla 22.

Tabla 22: Volumen y kilotoneladas de hidrógeno en los 3 casos de estudio.

Datos	Caso 5% inyección H ₂	Caso 10% inyección H ₂	Caso 20% inyección H ₂	Unidad
Volumen de H₂	243.786.362	506.579.143	1.098.946.678	[m ³]
Toneladas de H₂	21.941	45.592	98.905	[Ton]

Para el cálculo de la potencia de electrólisis necesaria para satisfacer estos porcentajes de inyección de hidrógeno se usará la siguiente expresión:

$$Potencia\ Electrolisis = \frac{ton\ H_2 * Eficiencia\ de\ Electrolisis}{Factor\ de\ Carga * 8760}$$

Donde:

$$Eficiencia\ de\ Electrolisis = 50 \left[\frac{MWh}{Ton\ H_2} \right]$$

$$Factor\ de\ Carga = 90\%$$

Obteniendo los siguientes resultados de la Tabla 23 de electrólisis para cada uno de los casos de inyección de H₂.

Tabla 23: Potencia de electrólisis para los 3 casos de estudio.

Dato	Caso 5% inyección H ₂	Caso 10% inyección H ₂	Caso 20% inyección H ₂	Unidad
Potencia Electrolisis	139	289	627	[MW]

8. Conclusión

En primer lugar, se determinó que es potencialmente factible inyectar H_2 en la red de gas natural en porcentajes reducidos, pero se deben considerar múltiples factores para determinar cuánto porcentaje de hidrógeno es posible inyectar de forma segura. Dentro de los factores limitantes se encuentra la tolerancia que el equipo conectado a la red tiene con el H_2 , es decir, su compatibilidad para operar con este elemento. Esta compatibilidad va a depender de las características de operación y diseño de cada equipo, y para determinar el porcentaje máximo por inyectar se debe considerar el equipo más crítico.

Las altas presiones de operación en la red de transporte limitan el porcentaje de hidrógeno que se puede inyectar a la red, principalmente por el efecto de **fragilización**. Este efecto aumenta al tener una mayor presión, lo que afecta directamente a la ductilidad del metal, aumentando las grietas internas, lo que finalmente reduce la vida útil del material y puede producir riesgos de filtración mayores. Debido a la tolerancia explicada en el estudio de National Grid, la cantidad admisible en transporte podría llegar al 20%. Pero para el caso de los consumidores finales conectados directamente a la red de transmisión, como lo son las generadoras eléctricas con turbinas de gas natural y algunas industrias con calderas, el porcentaje de hidrógeno tolerable es de 1% a 5% [1] con ciertas modificaciones dependiendo de cada caso, esto debido a la tecnología de combustión presente en estos equipos. Existen fabricantes de turbinas a gas y calderas industriales que poseen soluciones para aumentar la compatibilidad y para reemplazar los equipos para una inyección de 95 -100% de H_2 . [55] Sin embargo, esto debe ser evaluado caso a caso, ya que tanto el sistema de combustión como el diseño de la estructura de estos equipos está diseñado de forma diferente.

Para el caso de distribución y servicio existen mayores posibilidades de inyectar un mayor porcentaje de H_2 , que la sección de transporte sin mayores modificaciones. Esto debido a que las tuberías están construidas de materiales más dúctiles y compatibles con el H_2 , como lo es el polietileno, el cual puede tolerar más de un 30% de H_2 sin mayores cambios. Para el caso de las aplicaciones comerciales y residenciales que generalmente se encuentran conectadas en esta sección de la infraestructura total de gas natural, la compatibilidad de H_2 varía entre un rango de 5%- 30% dependiendo de la tecnología de combustión. Dentro de los componentes que presentan mayores limitaciones en este sector están los quemadores, soportes de llama, válvulas, sellos, tubos de gases de escape, termocuplas, medidores de gas y cubiertas. La gran mayoría de estos componentes presenta dificultades con la presencia de H_2 debido a la velocidad de combustión, el cambio de poder calorífico y la temperatura de la llama. Por esta razón, para determinar cuánto debe ser la inversión para reacondicionar o reemplazar el equipo, hay que tener en cuenta los costos de rediseño de estos componentes.

En Chile los principales beneficios que la inyección de H_2 a la red de gas natural puede dar son la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y la disminución de dependencia en la importación gas natural. Para que esto sea posible, la brecha de costo de la producción de hidrógeno verde debe disminuir en relación con el costo del gas natural; además, debe existir un plan y estrategias de evaluación de los equipos conectados

directamente a la red de transmisión, distribución y servicios, y determinar la factibilidad de operación con mezcla de gas natural con hidrógeno.

Debido a que esta zona (distribución) es la de mayor factibilidad por el momento para realizar blending de H₂ con gas natural, se requiere realizar una normativa exhaustiva, con revisión pre y post inyección en cada uno de los sectores que se quiera realizar.

Como se pudo ver en este estudio, existen múltiples sectores conectados a la red de gas natural, cada uno de estos con sus particulares características. En trabajos posteriores para de inyección de hidrógeno en la red de gas natural se debería poner atención en los siguientes puntos:

- Estudio de la factibilidad de inyección de hidrógeno en turbinas de gas en Chile y el efecto de Linepack en la regulación de demanda eléctrica y de gas.
- Estudio de factibilidad de inyección de hidrógeno en calderas y hornos industriales.
- Recopilar información de todas las líneas de distribución y servicio del país, en particular, el tipo de material, presiones de operación, antigüedad y consumidor final conectado a la red.
- Evaluar potencial de demanda de hidrógeno en red de gas para el sector comercial y residencial, de manera que se determine la posibilidad de negocio para fabricantes y comercializadores de cocinas, hornos a gas, calefactores y calderas.

Finalmente, para inyectar hidrógeno en la red actual de Chile, se deberá capacitar a expertos para que evalúen equipos conectados a la red y determinen si es necesario reacondicionar el equipo existente o instalar un equipo nuevo. Deberá haber personal capacitado para poder hacer las instalaciones correspondientes bajo estas dos situaciones, de esta forma, el consumidor final tendrá la posibilidad de actualizar sus equipos de operación y ser más competitivo en un mundo de bajas emisiones de GEI.

9. Bibliografía

- [1] MarcoGaz, Overview of available test results and regulatory limits for hydrogen admission into existing natural gas infrastructure and end use, 2019.
- [2] A. Wang, European Hydrogen Backbone, 2020.
- [3] Naciones Unidas, «Objetivos de Desarrollo Sostenible,» [En línea]. Available: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/>. [Último acceso: 03 Mayo 2021].
- [4] Educarchile, «Aprende con Energía,» [En línea]. Available: <https://www.aprendeconenergia.cl/gas-natural/>. [Último acceso: 05 Marzo 2021].
- [5] H. a. S. Laboratory, Injecting hydrogen into the gas network- a literature search, 2015.
- [6] Enedis L´electricite en reseau, [En línea]. Available: <https://www.enedis.fr/devenir-un-fournisseur-denergie-qualifie#onglet-la-compensation-des-pertes..> [Último acceso: 25 Mayo 2021].
- [7] Coordinador electrico Nacional , «Coordinador electrico nacional,» [En línea]. Available: <https://www.coordinador.cl/operacion/graficos/operacion-real/potencia-transitada-por-el-sistema-de-transmision/>.
- [8] M. Melaina, O. Antonia y M. Penev, «Blending Hydrogen into Natural Gas Pipeline Networks: A Review of Key Issue,» Colorado , 2013.
- [9] GNL Quintero, [En línea]. Available: <http://www.gnlquintero.com/terminal/proceso.htm>. [Último acceso: 08 Marzo 2021].
- [10] Energía y Sociedad, «Manual de la Energía,» [En línea]. Available: <http://www.energiaysociedad.es/manenergia/3-4-transporte-de-gnl/>. [Último acceso: 24 Mayo 2021].
- [11] Gasco educa , [En línea]. Available: http://www.gascoeduca.cl/Maqueta/gas_04.html. [Último acceso: 03 Marzo 2021].
- [12] Union Fenosa Gas, [En línea]. Available: <https://www.unionfenosagas.com/es/Newsletter/NoticiaNewsletter/regasificacion-cadena-valor-gas-nl-julio-2019?p=JULIO2019>. [Último acceso: 03 Marzo 2021].
- [13] Gas turbine Technology Centre, «Slideshare,» [En línea]. Available: <https://www.slideshare.net/thienvuong283/43869973-apispecreview>.

- [14] P. E. Dodds, Conversion of the Uk gas system to transport hydrogen, 2013.
- [15] Enagas España , «Transporte de Gas,» [En línea]. Available: https://www.enagas.es/enagas/es/Transporte_de_gas/Red_de_transporte/Gasoductos. [Último acceso: 26 Mayo 2021].
- [16] Indiamart, [En línea]. Available: <https://www.indiamart.com/proddetail/pressure-reducing-station-spirax-sarco-12592943512.html>. [Último acceso: 06 Abril 2021].
- [17] Gasvalpo, «Gasvalpo,» [En línea]. Available: <https://www.gasvalpo.cl/anosotros.aspx>. [Último acceso: 3 Marzo 2021].
- [18] Metrogas, Folleto tecnico Gas de ciudad.
- [19] Curiosfera, [En línea]. Available: <https://curiosfera-historia.com/historia-alumbrado-de-gas-inventor/>. [Último acceso: 06 Abril 2021].
- [20] Guidehouse, «European Hydrogen Backbone,» 2020.
- [21] Hylaw, «Hylaw Online Database,» [En línea]. Available: [https://www.hylaw.eu/database/legislation?laps\[\]=55&countries\[\]=2202162](https://www.hylaw.eu/database/legislation?laps[]=55&countries[]=2202162). [Último acceso: 25 Mayo 2021].
- [22] Australian Gas Infrastructure Group ., [En línea]. Available: <https://www.agig.com.au/hydrogen-park-south-australia>. [Último acceso: 03 Marzo 12].
- [23] Australian Gas Infrastructure, [En línea]. Available: <https://www.agig.com.au/hydrogen-park-gladstone>. [Último acceso: 12 Marzo 2021].
- [24] Engie , «Engie,» [En línea]. Available: <https://www.engie.com/en/businesses/gas/hydrogen/power-to-gas/the-grhyd-demonstration-project>. [Último acceso: 17 Marzo 2021].
- [25] Hydeploy, «Hydeploy,» [En línea]. Available: <https://hydeploy.co.uk/>. [Último acceso: 18 Febrero 2021].
- [26] Fuel Cells Bulletin, [En línea]. Available: <https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S1464285914700215?token=AE882F957D20C5A03328FAFA7C139A7EC59EFE5254363FB5F30FD50841BBEB3FB8FBE796B96AC50F46737ACD6413BEE6>.
- [27] GIZ, Tecnologías del hidrógeno y perspectivas para Chile, 2018.
- [28] B. Islam, Sonochemical conversion of CO2 into hydrocarbons: The Sabatier reaction at ambient conditions.

- [29] C. Quarton, Power-to-gas for injection into the gas grid: What can we learn from real-life projects, economic assessments and systems modelling?.
- [30] T. Isaac, HyDeploy: the UK's First Hydrogen Blending Deployment Project, 2019.
- [31] First Gas;Provincial Development Unit , «New Zealand Hydrogen Pipeline Feasibility,» 2021.
- [32] IRENA, Hydrogen from renewable power, 2018.
- [33] European Industrial Gases Association , «Hydrogen Pipeline System,» Bruselas .
- [34] A. B. a. T. N. V. Ram B. Gupta, «ScienceDirect,» [En línea]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9781782423621000122>. [Último acceso: 06 Junio 2021].
- [35] BEIS, Hydrogen Purity, 2019.
- [36] X. Xing, W. Cheng y H. Zang, «Atomistic study of hydrogen embrittlement during cyclic loading:Quantitative model of hydroge effects.,» Elsevier, Canada, 2017.
- [37] D. Haeselfonckx, The use of the natural-gas pipeline infrastructure for hydrogen transport in a changing market structure, 2008.
- [38] Health and Safety executive, «Injecting hydrogen into the gas network,» London, 2015.
- [39] BEIS, Hydrogen Odorant, 2019.
- [40] Hydrogen Tools, [En línea]. Available: <https://h2tools.org/hyarc/calculator-tools/lower-and-higher-heating-values-fuels> . [Último acceso: 05 Mayo 2021].
- [41] M. Abeysekera, Steady state analysis of gas network with distributed injection of alternative gas, 2015.
- [42] C. J. Quarton, Should we inject hydrogen into gas grid? Practicalities and whole-system value chain optimization, 2020.
- [43] Asociacion de Gas Natural, «AGN Chile,» [En línea]. Available: <https://www.agnchile.cl/>. [Último acceso: 18 Febrero 2021].
- [44] Gasco, «Gasco Educa,» [En línea]. Available: <http://gascoeduca.cl/Contenido/Contenido.aspx?Cod=2>. [Último acceso: 18 Febrero 2021].
- [45] Comision Nacional de Energia, «Energia Maps Beta,» [En línea]. Available: <http://energiamaps.cne.cl/#>. [Último acceso: 27 Mayo 2021].

- [46] Octalacero, [En línea]. Available: <https://www.octalacero.com/norma-api-5l>. [Último acceso: 17 Marzo 2021].
- [47] Ministerio de Medioambiente , «Expedientes Electronicos,» [En línea]. Available: https://planesynormas.mma.gob.cl/normas/expediente/index.php?tipo=busqueda&id_expediente=929800. [Último acceso: 2021 Mayo 18].
- [48] Comision Nacional de Energia, «Reporte Mensual Sector Energetico,» Santiago, 2020.
- [49] F.-N. consultancy, Appraisal of Domestic Hydrogen Appliances, 2018.
- [50] NREL, Blending hydrogen into natural gas pipeline networks:A Review of key issues, 2013.
- [51] ERM, Hy4Heat WP5: Understanding Comercial Appliances for UK Hydrogen for Heat Demostration, 2020.
- [52] Hy4Heat, 2018. [En línea]. Available: <https://www.hy4heat.info/wp4>. [Último acceso: 05 Mayo 2021].
- [53] Elementenergy, Hy4Heat Wp6: Conversion of Industrial Heating Equipment to Hydrogen, 2019.
- [54] J. Goldmeer, «Power to Gas: Hydrogen for Power Generation,» 2019.
- [55] General Electric, «General Electric,» [En línea]. Available: <https://www.ge.com/gas-power/future-of-energy/hydrogen-fueled-gas-turbines>. [Último acceso: 18 Febrero 2021].
- [56] General Electric, [En línea]. Available: <https://www.ge.com/power/services/gas-turbines/upgrades/water-injection-for-nox-reduction>. [Último acceso: 15 Febrero 2021].
- [57] Comisión Nacional de Energia , Informe de Costos de Tecnologías de Generación, Santiago, 2019.
- [58] Fichtner, Descarbonización del sector energetico chileno hidrógeno-cadenas de valor y legislación internacional, 2020.
- [59] G. Electric, Power- to- Gas: hydrogen for power generation, 2019.
- [60] D. Oficial, Otorga a MetroGas S.A concesión definitiva de distribución de gas de red en las comunas de San Felipe, putaendo y panquehue, region de Valparaiso, 2017 .

- [61] Thyson Technology, [En línea]. Available: <https://www.thyson.com/products-and-solutions/analytical-engineering/biomethane-and-hydrogen-gas-to-grid/>. [Último acceso: 5 Mayo 2021].
- [62] Pulso, 15 Marzo 2016. [En línea]. Available: <https://www.revistaei.cl/2016/03/15/gasco-deja-de-vender-gas-ciudad-tras-completar-conversion-de-red/>. [Último acceso: 06 Mayo 2021].
- [63] f. y. r. Ministerio de economía, Decreto 93, Se otorga a MetroGas S.A, concesion definitiva para distribucion de gas natural en la comuna de paine, region metropolitana y las comunas de san francisco de mostazal, codegua y graneros, Sexta region., 2002.
- [64] Superintendencia de Electricidad y Combustibles, «www.sec.cl,» 2021. [En línea]. Available: <https://www.sec.cl/informe-estadistico/>.

10. Anexos

10.1. Anexo A: Termoeléctricas a Gas Natural

Tabla 24: Centrales termoeléctricas a gas con sus respectivos fabricantes, modelo y potencia nominal.

Fabricante	Nombre	Nombre Propietario	Nombre central	Tipo de Tecnología	Marca de la turbina	Año de Fab.	Potencia Nominal [MW]
General electric	TER CANDELARIA U1	COLBUN	TER CANDELARIA	Termoeléctrica TG	GE 91E	2004	123
	TER CANDELARIA U2	COLBUN	TER CANDELARIA	Termoeléctrica TG	GE91E	2004	123
	TER QUINTERO U1	ENEL GENERACION	TER QUINTERO	Termoeléctrica TG	General Electric PG9171E	2009	144,9
	TER QUINTERO U2	ENEL GENERACION	TER QUINTERO	Termoeléctrica TG	General Electric PG9171E	2009	144,9
	TER SANTA LIDIA U1	GENERADORA METROPOLITANA SPA	TER SANTA LIDIA	Termoeléctrica TG	General Electric GE9171E	2007	141,25
	TER LOS GUINDOS U1	LOS GUINDOS	TER LOS GUINDOS	Termoeléctrica TG	GE 9E.03	2014	132
	TER LOS GUINDOS U2	LOS GUINDOS	TER LOS GUINDOS	Termoeléctrica TG	GE 9E.03	2016	135
	TER LOS VIENTOS U1	GENERADORA METROPOLITANA SPA	TER LOS VIENTOS	Termoeléctrica TG	General Electric	2005	125
	TER LOS PINOS U1	COLBUN	TER LOS PINOS	Termoeléctrica TG	GE LMS100	2008	117
	TER NEHUENCO 9B U1	COLBUN	TER NEHUENCO 9B	Termoeléctrica TG	GE	1973	100
	TER ACONCAGUA U1	ENAP REFINERÍA ACONCAGUA	TER ACONCAGUA	Termoeléctrica TG	6FA.03	2016	77,1
	TER ANTILHUE U1	ANTILHUE	TER ANTILHUE	Termoeléctrica TG	LM6000, GE	2003	50,8
	TER ANTILHUE U2	ANTILHUE	TER ANTILHUE	Termoeléctrica TG	LM6000, GE	2005	50,8

	TER TOCOPILLA TG3	ENGIE	TER TOCOPILLA	Termoeléctrica TG	General Electric	1988	37,5
	TER EMELDA U2	EMELDA	TER EMELDA	Termoeléctrica TG	GE PG6541B	1992	37,52
	TER TRES PUENTES U1	EDELMAG	TER TRES PUENTES	Termoeléctrica TG	Hitachi	1975	24
	TER EL SALVADOR U1	SWC	TER EL SALVADOR	Termoeléctrica TG	GE LM 5000 - PG 5341 P	1974	23,45
	TER LAGUNA VERDE TG U1	AES GENER	TER LAGUNA VERDE TG	Termoeléctrica TG	General Electric LM2500	1978	18,5
	TER NUEVA ALDEA II U1	ARAUCO BIOENERGÍA	TER NUEVA ALDEA II	Termoeléctrica TG	GE 10/1	2001	11,27
	TER PUNTA ARENAS U4	EDELMAG	TER PUNTA ARENAS	Termoeléctrica TG	General Electric	1968	6,7
	TER NEHUENCO II CC1-TG	COLBUN	TER NEHUENCO II	Termoeléctrica CC	9FA GE	2001	255
	TER NUEVA RENCA CC1-TG	GENERADORA METROPOLITAN A SPA	TER NUEVA RENCA	Termoeléctrica CC	MS9001FA	1996	219,19
Nanjing	TER EMELDA U1	EMELDA	TER EMELDA	Termoeléctrica TG	NANJIG PG6531B	1989	
	TER YUNGAY U4	CENTRAL YUNGAY S.A.	TER YUNGAY	Termoeléctrica TG	GE Frame 6b		40
Pratt & Whitney	TER YUNGAY U1	CENTRAL YUNGAY S.A.	TER YUNGAY	Termoeléctrica TG	Pratt & Whitney FT8-3	2005	60
	TER YUNGAY U2	CENTRAL YUNGAY S.A.	TER YUNGAY	Termoeléctrica TG	Pratt & Whitney FT8-3	2006	60
	TER YUNGAY U3	CENTRAL YUNGAY S.A.	TER YUNGAY	Termoeléctrica TG	Pratt & Whitney FT8-3	2007	60
Hitachi	TER TOCOPILLA TG1	ENGIE	TER TOCOPILLA	Termoeléctrica TG	GE PG 5341	1973	25,6
	TER TOCOPILLA TG2	ENGIE	TER TOCOPILLA	Termoeléctrica TG	GE PG 5341	1973	25,6
	TER DIEGO DE ALMAGRO U1	ENEL GENERACION	TER DIEGO DE ALMAGRO	Termoeléctrica TG	HITACHI	1976	25,5

	TER TARAPACÁ TGTAR	ENEL GENERACION	TER TARAPACÁ	Termoeléctrica TG	GE PG 5341	1974	25,5
	TER HUASCO U3	ENEL GENERACION	TER HUASCO	Termoeléctrica TG	Hitachi GE 5301	1974	23,75
	TER HUASCO U4	ENEL GENERACION	TER HUASCO	Termoeléctrica TG	Hitachi GE 5301	1974	23,75
	TER HUASCO U5	ENEL GENERACION	TER HUASCO	Termoeléctrica TG	Hitachi GE 5301	1975	23,75
	TER ESPERANZA U1	ENORCHILE	TER ESPERANZA	Termoeléctrica TG	GE Hitachi Frame 5000 LA	1969	18,95
Siemens	TER CARDONES U1	CENTRAL CARDONES	TER CARDONES	Termoeléctrica TG	SIEMENS SGT5-2000E (V94.2)	2007	168,6
	TER NEHUENCO CC1-TG	COLBUN	TER NEHUENCO	Termoeléctrica-CC	Siemens	1997	230
Alstom	TER TALTAL U1	ENEL GENERACION	TER TALTAL	Termoeléctrica TG	Alstom GE PG 9171 E	1999	123,4
	TER TALTAL U2	ENEL GENERACION	TER TALTAL	Termoeléctrica TG	Alstom GE PG 9171 E	1997	122,6
	TER HORCONES U1	ARAUCO BIOENERGÍA	TER HORCONES	Termoeléctrica TG	GE PG5341	1976	25
	TER KELAR CC1-TG1	TAMAKAYA ENERGÍA	TER KELAR	Termoeléctrica a CC	ALSTOM GT13E2	2014	200
	TER KELAR CC1-TG2	TAMAKAYA ENERGÍA	TER KELAR	Termoeléctrica CC	ALSTOM GT13E2	2014	200
Rolls Royce	TER COLMITO U1	TERMOELÉCTRICA COLMITO	TER COLMITO	Termoeléctrica TG	ROLLS ROYCE TRENT 60 DEL	2007	58,973
	TER CMPC CORDILLERA U1	CMPC PAPELES CORDILLERA	TER CMPC CORDILLERA	Termoeléctrica TG	ROLLS ROYCE TRENT 60 DEL	2014	53
Solar	TER CMPC TISSUE U1	CMPC TISSUE	TER CMPC TISSUE	Termoeléctrica TG	SOLAR TURBINES TITAN 250	2014	22
	TER TRES PUENTES U7	EDELMAG	TER TRES PUENTES	Termoeléctrica TG	Solar Turbines	2002	15
	TER TRES PUENTES U9	EDELMAG	TER TRES PUENTES	Termoeléctrica TG	Solar Turbines	2007	15
	TER NEWÉN U1	GAS SUR	TER NEWÉN	Termoeléctrica TG	TITAN 130	2009	14,4
	TER TRES PUENTES U4	EDELMAG	TER TRES PUENTES	Termoeléctrica TG	Solar Turbines	1995	10

Nuovo Pignone	TER TRES PUENTES U8	EDELMAG	TER TRES PUENTES	Termoeléctrica TG	GE Aero Energy	2004	10,7
Mitsubishi Heavy industries	TER SAN ISIDRO CC1-TG	EDEL GENERACION	TER SAN ISIDRO	Termoeléctrica cc	Mitsubishi	1997	241
	TER SAN ISIDRO II CC1-TG	EDEL GENERACION	TER SAN ISIDRO II	Termoeléctrica CC	Mitsubishi	2006	249,1
ABB-ALSTOM	TER TOCOPILLA U16-TG-TV	ENGIE	TER TOCOPILLA	Termoeléctrica CC	ABB GT26 B	1998	280
GEC-ALSTOM	TER ATACAMA CC1-TG1	EDEL GENERACION	TER ATACAMA	Termoeléctrica a CC	GEC Alstom	1997	121,7
	TER ATACAMA CC2-TG1	EDEL GENERACION	TER ATACAMA	Termoeléctrica a CC	GEC Alstom	1997	121,7
	TER ATACAMA CC1-TG2	EDEL GENERACION	TER ATACAMA	Termoeléctrica	GEC Alstom	1997	121,7
	TER ATACAMA CC2-TG2	EDEL GENERACION	TER ATACAMA	Termoeléctrica CC	GEC Alstom	1997	121,7

10.2. Anexo B: Normativas

Tabla 25: Normas y estándares de seguridad internacional en materia de inyección de hidrógeno a tuberías. [58].

Código	Título
ISO/TR 15916:2015	Basic considerations for the safety of hydrogen systems
ISO 7539-11	Method of measurement of hydrogen permeation and determination of hydrogen uptake and transport in metals by an electrochemical technique
ASME B31.12	Hydrogen piping and pipelines
ASME STP-PT- 006	Design Guidelines for Hydrogen Piping and Pipelines
CSA B51	Boiler, Pressure Vessel, and Pressure Piping Code
NFPA 55	Compressed Gases and Cryogenic Fluids Code
NFPA 2 cap. 7	Gaseous Hydrogen
EIGA 121/14 (CGA G-5.6)	Hydrogen Pipeline Systems
EIGA 15/06	Gaseous Hydrogen Stations
EN 10229	Evaluation of resistance of steel products to hydrogen induced cracking (HIC)
EM 16726	Gas infrastructure - Quality of Gas Group H