

“Impacto técnico-económico de la producción e inyección de mezcla de hidrógeno verde en las redes de distribución de gas natural de las empresas concesionarias de distribución de gas sujetas a chequeo de rentabilidad”

De acuerdo con lo establecido en la Ley N°21.455¹ “Ley Marco de Cambio Climático”, Chile se ha fijado la meta de alcanzar la neutralidad de emisiones de gases de efecto invernadero de origen antropogénico al año 2050. Asimismo, la *Política Energética Nacional*², orientada a la descarbonización y a la meta de carbono neutralidad, establece como objetivo central alcanzar un 100% de energía cero emisiones en generación eléctrica al 2050 y 80% de energías renovables al 2030.

En este marco, los principales pilares de la transición energética han sido la incorporación de generación eléctrica a partir de sistemas eólicos y solares fotovoltaicos, así como su almacenamiento, complementado con el cierre progresivo de centrales térmicas a carbón. A ellos se suma el impulso al desarrollo del hidrógeno verde, ya sea como combustible, vector energético o sistema de almacenamiento.

En lo que respecta al uso de hidrógeno como combustible, una de sus aplicaciones consiste en la mezcla o “blending” de hidrógeno en las redes de gas natural. Actualmente existen dos instrumentos de política pública que contemplan lo anterior. La primera, la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde del 2020³, que contempla la activación de una industria doméstica de hidrógeno verde, la cual, dentro de sus aplicaciones considera la inyección de hidrógeno en redes de gas (blending hasta 20%). La segunda, el Plan de Mitigación y Adaptación al Cambio Climático del Sector Energía⁴, que incorpora como medida de mitigación el uso de hidrógeno verde en inyección a redes de gas natural (Medida M3.A).

En este contexto, y con miras a evaluar la factibilidad del blending de hidrógeno en las redes de gas natural, la CNE licitó un estudio que permitiera el análisis de tecnologías disponibles, considerando las inversiones necesarias y el impacto en los precios finales a clientes y en la rentabilidad máxima permitida por la Ley.

El objetivo general del estudio realizado por GAMMA durante el 2023 fue analizar los posibles efectos de inyectar una mezcla de Gas Natural (GN) e Hidrógeno (H2) en el Chequeo de rentabilidad que realiza la CNE a empresas concesionarias de distribución de gas. Los principales resultados a destacar son: componentes de planta H2 y obtención de energía eléctrica, LCOH (costo nivelado del hidrógeno) calculado bajo estas condiciones de mezcla, y efectos en la rentabilidad de las empresas.

Para lo anterior, se analizó el estado del arte y los avances tecnológicos en los equipos requeridos para la inyección de H2 en redes de GN y los casos aplicados de combustibles carbono neutrales en mercados internacionales, con el fin de identificar las oportunidades y desafíos asociados a su adopción en el mercado nacional.

El consultor realizó una revisión bibliográfica y normativa asociada a seguridad que serían necesarias de cumplir para la implementación de la inyección de GN y H2. Usando lo anterior definió el porcentaje de H2 a inyectar en las redes. Luego, determinó la demanda de H2 para cada una de las zonas de concesión (ZC) consideradas.

Se desarrolló una propuesta de los componentes de la planta H2, inversiones y costos necesarios. Además, de la determinación de indicadores LCOE y LCOH por cada ZC. Cabe destacar que la propuesta considera aspectos particulares de cada ZC, como demanda, ubicación geográfica, costos eléctricos entre otros.

Para cada ZC se calculó la nueva rentabilidad incluyendo la inyección de GN y H2 y los teóricos ingresos necesarios para mantener la rentabilidad de las ZC. Finalmente se comparó el potencial precio de la distribución de la mezcla GN y H2 en comparación al precio a público de otros combustibles sustitutos.

Considerando todo lo anterior, el consultor realizó recomendaciones para impulsar la inyección de mezcla GN y H2.

La CNE hace notar que el presente estudio se enmarca en las funciones de monitoreo de la institución, con el fin de contar con el estado del arte en la materia. La información recopilada y las recomendaciones presentadas en este estudio son de exclusiva responsabilidad del consultor que las elaboró. En consecuencia, la CNE no está obligada a implementar las recomendaciones indicadas en este estudio.

Departamento de Hidrocarburos.

¹ <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1177286>

² https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/pen_2050_-_actualizado_marzo_2022_0.pdf

³ https://energia.gob.cl/sites/default/files/estrategia_nacional_de_hidrogeno_verde_-_chile.pdf

⁴ https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/proyecto_definitivo_plan_sectorial_energia_13_dic.pdf



INFORME FINAL

IMPACTO TÉCNICO-ECONÓMICO DE LA PRODUCCIÓN E INYECCIÓN DE MEZCLA DE HIDRÓGENO VERDE EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL DE LAS EMPRESAS CONCESIONARIAS DE DISTRIBUCIÓN DE GAS SUJETAS A CHEQUEO DE RENTABILIDAD

PREPARADO PARA:



SANTIAGO, DICIEMBRE 2023

Resumen Ejecutivo

La Comisión Nacional de Energía, en adelante la CNE, contrató los servicios de ingeniería a Gamma Ingenieros para desarrollar un estudio cuyo objetivo es evaluar los aspectos técnicos y económicos de la inyección de Hidrogeno (H2) en las instalaciones de distribución de gas natural de las empresas concesionarias de servicio público de gas, considerando las inversiones necesarias y el impacto en ellos precios finales a clientes y en la rentabilidad de las empresas distribuidoras de gas.

I. Análisis preliminares

En primer lugar, se realizó una revisión bibliográfica de las principales tecnologías disponibles comercialmente respecto a la generación, almacenamiento y transporte de H2, indicando sus principales características técnicas y costos de inversión actuales y proyectados, además del nivel de madurez de la tecnología (TRL).

II. Análisis técnico y normativo de la inyección de H2 en redes de GN

En segundo lugar, se estudiaron las limitantes técnicas y normativas para la distribución de blending GN/H2 en las redes de gas natural en Chile, considerando las restricciones en las redes de distribución y en los equipos de los usuarios finales. Las principales conclusiones son las siguientes:

- A. Las instalaciones de distribución de gas natural deben cumplir a lo menos con la norma DS 280/2010 “Transporte y Distribución de Gas de Red”, además de considerar los resguardos adicionales suficientes para la seguridad y operación de las instalaciones que utilicen mezclas con hidrógeno.
- B. El blending GN/H2 debería cumplir con la norma de GN NCh 2264/2014 “Gas Natural – Especificaciones”, de modo de cumplir también con la denominación y las características del gas natural comercializado.
- C. La Norma ASME B31.8 es aplicable como un mínimo a sistemas de transporte y Distribución de GN, la cual es referenciada por la norma DS 280.
- D. La Norma ASME B31.12 debería considerarse, aunque no estuviera referida por la normativa chilena vigente, cuando las composiciones de blending contuvieran 10% o más de H2.
- E. La presencia de hidrógeno disminuye la tenacidad a la fractura del acero y aumenta la velocidad de propagación de la falla por fatiga por ciclado de tensiones.

- F. Para la reutilización de tuberías de acero de GN para mezclas GN-H2 o H2, los criterios generales a aplicar para evaluar esta reutilización o recalificación, según la normativa internacional y publicaciones sobre este tema son básicamente los siguientes:
- ✓ Evaluar el estado de la tubería, en cuanto al tipo de acero, certificados de fabricación, registros de su construcción, registro de inspecciones, mediciones y verificaciones periódicas realizadas y registros de reparaciones realizadas e inspección con pigs inteligentes.
 - ✓ Evaluar la condición actual del trazado de la tubería, para verificar si la actual clasificación de zonas es coincidente con la clasificación considerada en las bases de diseño, aplicando para los cambios los criterios indicados en la norma B31.12 Tabla PL-3.6.1-1 Location Class respecto de las tensiones máximas permisibles.
 - ✓ Establecer la presión máxima de operación de la tubería en su nueva condición de uso.
- G. En los artefactos domiciliarios, en general se observa que no existirían problemas adicionales cuando se inyectan porcentajes de hasta 20% de H2.
- H. Respecto a los usos finales industriales, los porcentajes son más restrictivos, sobre todo para las turbinas a gas natural utilizadas en generación eléctrica, junto con las aplicaciones del gas natural vehicular, donde ambas aceptarían porcentajes de hidrógeno de hasta sólo un 2%.

Por los motivos anteriores, dado los antecedentes técnicos antes descritos, sumadas a las experiencias internacionales de proyectos piloto, se recomienda un 10% como límite máximo técnico de inyección de H2 en las redes de distribución de gas natural instaladas actualmente en Chile a corto plazo, pero con los siguientes alcances:

1. Existe un problema mayor que surge de la NCh 2264, la que exige un mínimo de 8.850 kcal/m3S. Este valor, excesivamente alto, estaría rechazando gases y mezclas que son perfectamente factibles técnicamente. Esta normativa estaría limitando hasta aproximadamente sólo un 8% de H2 en la mezcla.
2. Utilizar un porcentaje igual o mayor al 10% de H2 obligaría a utilizar la norma ASME B31.12, por lo que se deberían recalificar las tuberías de acero, lo que significaría tiempo e inversiones significativas, sobre todo considerando el proceso de evaluación del estado de las tuberías con Pigs inteligentes especial para detectar fallas finas. Además, en muchos casos, cuando existen diámetros pequeños, sería muy difícil de realizar.

3. Si bien el porcentaje máximo recomendado es hasta un 10%, este está condicionado a los límites técnicos particulares máximos de cada zona de concesión, considerando la infraestructura y los tipos de clientes presentes en cada una de ellas.

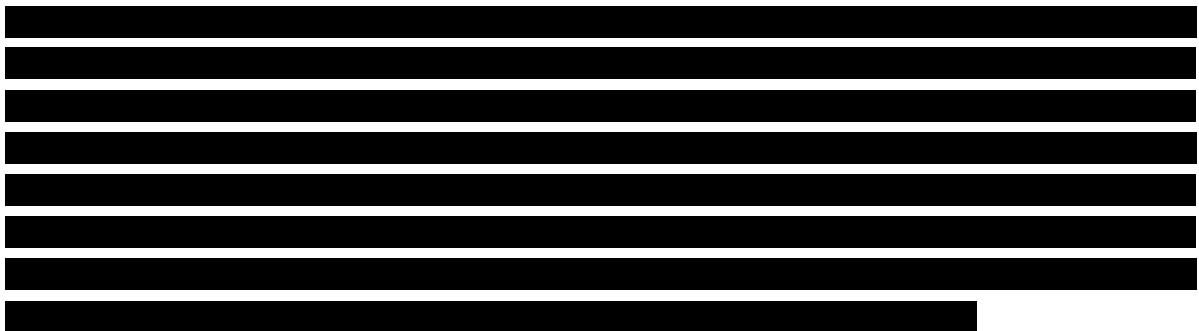
III. Evaluación de variación de la tasa de rentabilidad de zonas de concesión factibles de distribuir blending GN/H2 en el corto plazo

A partir de lo anterior, se seleccionaron y evaluaron ocho zonas de concesión completas para la distribución de blending GN/H2, consideradas como más factibles de realizar este tipo de proyectos en el corto plazo, más dos zonas con sectorización de redes, las cuales se detallan a continuación:

- ✓ Lipigas II Región.
- ✓ Gas Valpo IV Región.
- ✓ Metrogas RM Sector Lo Aguirre.
- ✓ Gas Valpo V Región Sector Casablanca.
- ✓ Gas Valpo VII Región.
- ✓ Intergas XVI Región
- ✓ Gas Sur VIII Región.
- ✓ Intergas IX Región.
- ✓ Metrogas X Región.
- ✓ Lipigas X Región.

Para cada una de estas zonas se determinaron las demandas de hidrógeno actuales y futuras considerando un 10% de inyección en las redes de gas natural, los costos de producción de energía eléctrica con almacenamiento de energía, las inversiones necesarias en la planta de H2V, las instalaciones complementarias de la planta, las inversiones en adaptación de las redes de distribución y los mayores costos de operación y mantenimiento por la generación de hidrógeno. A partir de lo anterior, se observa que:

- A. Todas las empresas experimentan disminuciones en su tasa de rentabilidad producto de las inversiones que deben realizar y los mayores costos de operación y mantenimiento, siendo



- B. Por el contrario, tanto [REDACTED], presentan diferencias mínimas respecto a la tasa de rentabilidad del caso base. Lo anterior, es porque sólo se ha considerado una zona limitada para la inyección de H2, [REDACTED].

IV. Evaluación de variación de las tarifas de precio a público para cada zona de concesión evaluada y comparación con sustitutos

Finalmente, se consideró el escenario en el cual la empresa traspasa las inversiones y los mayores costos de operación y mantenimiento a los clientes finales, por lo que se estimaron las posibles variaciones en las tarifas de gas. A partir del análisis, se observó lo siguiente:

- A. Los aumentos máximos de precios por venta de gas corresponden a las zonas de concesión cuyas tasas de rentabilidad son negativas o indeterminadas ([REDACTED]), donde las variaciones en nuevas inversiones y mayores costos impactan de manera más relevante, [REDACTED].
- B. La empresa [REDACTED] presentan variaciones similares en el aumento de las tarifas por venta de gas, iguales a [REDACTED]. Esto corresponde a dos zonas de concesión cuyas rentabilidades son mayores a cero y donde se evalúa la totalidad de sus redes de concesión y la demanda actual de gas natural en la zona.
- C. Finalmente, las empresas [REDACTED], presentan aumentos mínimos de las tarifas a clientes finales, dado que sólo se está evaluando un sector muy acotado, por lo que no impacta fuertemente en los ingresos totales por venta de gas de cada una de las empresas.

El siguiente gráfico muestra la comparación del precio del gas natural con los sustitutos, específicamente el GLP en sus distintos formatos.

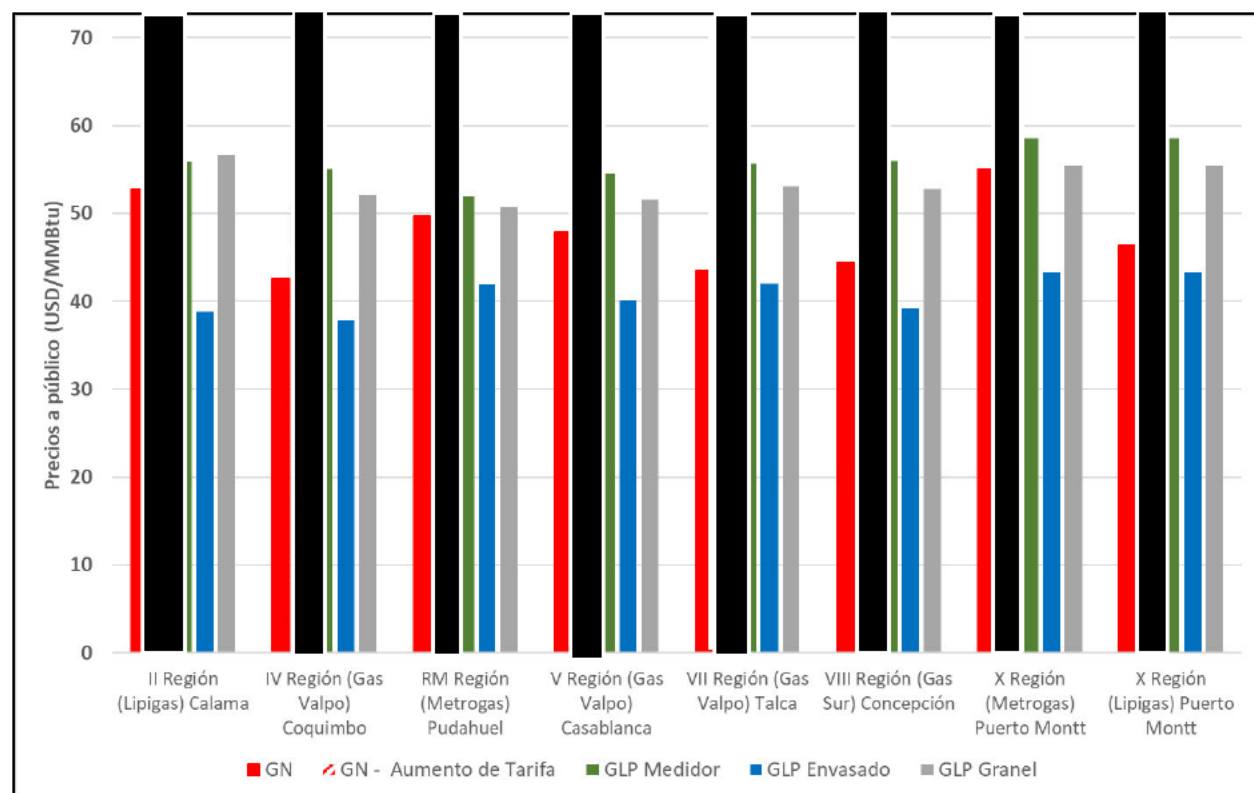


Gráfico 1. Comparación del precio promedio del gas natural y su aumento de tarifa proyectado para un 10% de blending, con los precios de GLP sustituto promedio según región y tipo.

A partir de esta comparación se concluye lo siguiente:

- A. Si bien el precio del gas natural es menor que el precio promedio del GLP medidor, al inyectar un 10% de hidrógeno, estos precios se equiparan e incluso existen escenarios en que el gas natural sería mayor al GLP medidor específicamente en la zona de concesión [REDACTED].
- B. El precio del gas natural, para todas las zonas evaluadas, es mayor que el precio promedio del GLP envasado, por lo que, cualquier porcentaje de inyección de H2, hará aumentar esta diferencia.
- C. El precio del gas natural es menor que el GLP granel en todas las zonas evaluadas. Sin embargo, si se considera una inyección de un 10% de H2, los precios de ambos energéticos son bastante similares, y en la zona de concesión de [REDACTED].

Además, en el presente informe, se realizaron diversas sensibilizaciones para mostrar escenarios de mayor inyección de hidrógeno en las redes de gas natural (de 5% a un 20%), y escenarios de reducción de costos de inversión de plantas de H2V y costos de suministro de energía eléctrica.

Contenido

1	Objetivos y alcance del Estudio.....	1
1.1	Introducción	1
1.2	Objetivos y Alcance del Proyecto.....	1
1.2.1	<i>Alcances del Informe</i>	<i>3</i>
2	Metodología	3
3	Tecnologías de generación, almacenamiento y transporte de H2 renovable	6
3.1	Tecnologías de generación	6
3.1.1	<i>Electrolizador Alcalino (ALK)</i>	<i>8</i>
3.1.2	<i>Electrolizador de membrana de intercambio de protones (PEM).....</i>	<i>9</i>
3.1.3	<i>Electrolizador de Óxido Sólido (SOEC).....</i>	<i>10</i>
3.1.4	<i>Electrolizador de Membrana de Aniones (AEM).....</i>	<i>10</i>
3.1.5	<i>Acondicionamiento de Hidrógeno.....</i>	<i>11</i>
3.1.6	<i>Conclusiones.....</i>	<i>11</i>
3.2	Tecnologías de almacenamiento de H2.....	12
3.2.1	<i>Almacenamiento físico.....</i>	<i>13</i>
3.2.2	<i>Almacenamiento por transformación química</i>	<i>15</i>
3.2.3	<i>Almacenamiento sólido</i>	<i>16</i>
3.2.4	<i>Conclusiones.....</i>	<i>16</i>
3.3	Tecnologías de transporte	17
3.3.1	<i>Gasoductos.....</i>	<i>18</i>
3.3.2	<i>Transporte marítimo.....</i>	<i>19</i>
3.3.3	<i>Transporte terrestre.....</i>	<i>20</i>
3.3.4	<i>Conclusiones.....</i>	<i>21</i>
3.4	Conclusiones sobre Tecnologías de Producción Almacenamiento y Transporte de H2	23
3.5	Alternativas de mezclado de H2 y GN	24
3.6	Referencias.....	26
4	Límites técnicos, normativos y determinación de blending GN/H2 factibles a distribuir en redes de distribución en Chile	28
4.1	Cumplimiento de la normativa vigente	28

4.1.1	<i>Normas chilenas de transporte, distribución, instalaciones interiores y calidad de gas de red</i>	28
4.1.2	<i>Normas extranjeras reconocidas internacionalmente aplicables a las redes de transporte y distribución de gas y su aplicación al blending GN/H2 ...</i>	31
4.1.3	<i>Normas chilenas para las instalaciones interiores de gas</i>	35
4.1.4	<i>Normas chilenas de ensayos de artefactos.....</i>	36
4.2	<i>Límites técnicos en la utilización del H2 en la infraestructura de distribución de GN: Fragilización en aceros.....</i>	38
4.2.1	<i>Teoría de la fractura frágil y de transición.....</i>	39
4.2.2	<i>Propagación de fallas por fatiga en materiales no dúctiles. Definición y relación experimental</i>	43
4.2.3	<i>Conclusiones.....</i>	44
4.2.4	<i>Referencias.....</i>	45
4.3	<i>Límites técnicos en la utilización del H2 en la infraestructura de distribución de GN: Redes de Polietileno (PE)</i>	45
4.3.1	<i>Conclusiones.....</i>	46
4.3.2	<i>Referencias.....</i>	47
4.4	<i>Límites técnicos en la utilización del H2 en la infraestructura de distribución de GN: Efectos en la medición y contabilización del gas.....</i>	47
4.4.1	<i>Medición de volumen. Características generales de los medidores</i>	47
4.4.2	<i>Cálculo del volumen estándar. Correctores</i>	50
4.4.3	<i>Medición del poder calorífico. Análisis de la composición y cromatógrafo de gases.....</i>	50
4.4.4	<i>Aplicación del poder calorífico a la facturación de los clientes</i>	51
4.4.5	<i>Posibles riesgos y distorsiones de medición por fugas en válvulas y otras piezas de las conexiones del equipo de medida.....</i>	51
4.4.6	<i>Conclusiones y recomendaciones.....</i>	52
4.4.7	<i>Referencias.....</i>	52
4.5	<i>Límites técnicos en la utilización del H2 en clientes domiciliarios: Desarrollo de diagramas de intercambiabilidad aplicable a artefactos residenciales.....</i>	53
4.5.1	<i>Normas chilenas y argentinas de calidad del gas natural</i>	53
4.5.2	<i>Análisis teórico – práctico de la intercambiabilidad de gases para artefactos domiciliarios</i>	55
4.5.3	<i>Curvas límites de combustión satisfactoria de un quemador.....</i>	58

4.5.4	<i>Aplicación del estudio de las curvas límites de combustión al caso chileno</i>	59
4.5.5	<i>Conclusiones y recomendaciones</i>	61
4.5.6	<i>Referencias</i>	62
4.6	Límites técnicos en la utilización del H2 en los usos finales de equipos industriales (no domiciliarios)	62
4.6.1	<i>Límites de hidrógeno en calderas de uso comercial e industrial</i>	63
4.6.2	<i>Límites de hidrógeno en turbinas a gas natural</i>	65
4.6.3	<i>Límites de hidrógeno en motores a gas natural</i>	67
4.6.4	<i>Límites de hidrógeno en automóviles a Gas Natural Vehicular (GNV)</i>	68
4.6.5	<i>Referencias</i>	69
4.7	Consideraciones de operación del blending GN/H2 en redes de distribución	70
4.7.1	<i>Referencias</i>	72
4.8	Resumen de conclusiones sobre límites para el blending GN/H2 a utilizar	72
5	Análisis de las zonas de concesión más factibles de distribuir blending GN-H2 en sus redes de distribución	76
5.1	Criterios de evaluación	76
5.2	Selección de zonas de concesión más factibles para distribuir blending GN/H2	78
5.3	Evaluación conceptual de la infraestructura actual de GN para distribución de blending	80
5.4	Referencias	84
6	Alternativas de abastecimiento y producción de H2	85
6.1	Activos que deben ser considerados para la producción de H2 y características generales	85
6.2	Abastecimiento de energía eléctrica	88
6.2.1	<i>Consideraciones para la compra de energía mediante un contrato PPA renovable</i>	88
6.2.2	<i>Consideraciones para la producción propia de energía</i>	92
6.2.3	<i>Costos nivelados de energía eléctrica (LCOE) a considerar para la evaluación económica</i>	97
6.3	Alternativa de compra de H2 a un tercero versus producción propia	100
6.4	Conclusiones	101
6.5	Referencias	101

7	Proyección de volúmenes de H2 en las redes de distribución de gas.....	102
7.1	Determinación de consumos de gas natural de las empresas distribuidoras para el caso base	102
7.2	Determinación de consumos de H2 por zonas de concesión	103
7.3	Proyección de volúmenes necesarios de H2	105
8	Estimación de inversiones en nuevos equipos y adaptaciones de las redes de distribución	109
8.1	Inversiones en Planta H2V	109
8.2	Costos de adaptación por recalificación de redes de acero	114
8.3	Costos de reemplazo de medidores de diafragma	115
8.4	Costo de adaptación de los clientes para recibir mezclas de GN/H2	116
8.5	Vida útil de las instalaciones	117
8.6	Valor Nuevo de Reemplazo de la planta de H2 y las adaptaciones en las redes de distribución	117
8.7	Referencias.....	124
9	Costos Nivelados de Hidrógeno	126
9.1	Estado del arte del Costo Nivelado de Hidrógeno.....	126
9.2	Determinación de LCOH para zonas de concesión de distribución de gas en Chile	132
9.3	Plazo de Amortización y Periodo de Recuperación de la Inversión	139
9.4	Conclusiones	140
9.5	Referencias.....	141
10	Tasa de rentabilidad de las empresas concesionarias	143
10.1	Mayores costos de operación y mantenimiento por inyección de H2 en las redes de distribución	144
	<i>10.1.1 Costos de operación y mantenimiento de la planta de H2</i>	<i>144</i>
	<i>10.1.2 Disminución de costos por menor volumen de gas natural a distribuir .</i>	<i>145</i>
	<i>10.1.3 Mayor costo de inspección de redes de acero primarias y secundarias .</i>	<i>146</i>
	<i>10.1.4 Mayor costo de inspección de redes de acero terciarias</i>	<i>146</i>
	<i>10.1.5 Organización y estudios previos y controles para la adecuación de las redes de distribución.....</i>	<i>147</i>

10.2	Cálculo de variación de la tasa de rentabilidad de las empresas concesionarias	148
11	Variaciones de precio del gas a público	153
11.1	Determinación de diferencias en flujos netos por inyección de H2	153
11.2	Comparación de tarifas del gas natural por red respecto a sustitutos	155
11.2.1	<i>Precios del gas natural por red</i>	<i>155</i>
11.2.2	<i>Precios de GLP envasado</i>	<i>157</i>
11.2.3	<i>Precios del GLP Medidor</i>	<i>159</i>
11.2.4	<i>Precios del GLP Granel</i>	<i>161</i>
11.2.5	<i>Comparación de precios de GN con sustitutos</i>	<i>161</i>
11.3	Impacto del costo del H2 y GN en los resultados finales.....	166
12	Conclusiones y recomendaciones	169
	ANEXOS.....	172
	Anexo 1. Límites técnicos en la utilización del H2 en clientes domiciliarios.	173
	Anexo 2. Declaración blending 20% H2 - Medidores Pietro Fiorentini	189
	Anexo 3. Cargos en el sistema de transmisión en Chile	190
	Anexo 4. Análisis para el suministro de energía eléctrica para producción de H2V (E-nergence)	193
	Anexo 5. Cálculo de costos nivelados de energía LCOE (Círculo Ingeniería)	216
	Anexo 6. Proyección de demandas de H2	223
	Anexo 7. Sensibilización de Costos Nivelados de Hidrógeno – LCOH	226
	Anexo 8. Sensibilización de Tasa de Rentabilidad y Variación a Precio Público.....	232
	Anexo 9. Tarifas promedio del GLP medidor, GLP envasado, GLP granel y Gas Natural	238

Índice de Cuadros

Cuadro 1. Resumen de principales parámetros operacionales de tecnologías de producción de hidrógeno por electrolización de agua.	12
Cuadro 2. Comparativa de tipos de tanques cilíndricos para almacenamiento de gases, rango de presión y costo aproximado [10,11].	13
Cuadro 3. Características del almacenamiento subterráneo según tipo. Elaboración propia en base a [13, 14].	16
Cuadro 4. Comparativa de las principales tecnologías de almacenamiento de hidrógeno y sus características. Elaboración en base a las referencias [9,10,17].	17
Cuadro 5. Índice de madurez de tecnologías de transporte. Elaboración en base a datos de IEA [9].	21
Cuadro 6. Costo Nivelado de transporte de hidrógeno en función de la distancia a recorrer. Elaboración en base a la información de [13].	23
Cuadro 7. Límites de PCS e IW de la NCh 2264/2014 (extracto)	30
Cuadro 8. Clasificación de los gases combustibles, NCh 953/2006.	37
Cuadro 9. Gases de ensayo para artefactos. NCh 953/2006	38
Cuadro 10. Límites aceptables de gas natural [1,2].	53
Cuadro 11. Gases normales de ensayo según NCh 953 of. 2006 [3,4].	54
Cuadro 12. Resumen de características principales de las redes de distribución en Chile.	77
Cuadro 13. Selección de zonas de concesión más factibles para distribuir blending GN/H2 78	78
Cuadro 14. Selección final de zonas más factibles para distribuir blending GN/H2.	79
Cuadro 15. Compatibilidad con hidrógeno de distintos materiales. Elaboración en base a reporte de la Asociación Americana de Gas [1].	81
Cuadro 16. Cantidad de medidores RESCOM a reemplazar en cada zona de concesión para blending GN/H2.	83
Cuadro 17. Cantidad de medidores Industriales en cada zona de concesión seleccionada 84	84
Cuadro 18. Capacidad total de plantas de energías renovables de los 5 principales desarrolladores en Chile.	88
Cuadro 19. Proyección de otros cargos de suministro distintos al precio de la energía 91	91
Cuadro 20. CAPEX planta de generación FV + BESS.	94
Cuadro 21. OPEX planta de generación FV + BESS	94
Cuadro 22. LCOE promedio obtenido en las zonas evaluadas	95
Cuadro 23. LCOE promedio obtenido en las zonas evaluadas, con disminución del valor de inversión de BESS.	97
Cuadro 24. Tamaño de electrolizador de las zonas evaluadas.	98
Cuadro 25. LCOE para cada zona de concesión factible de distribuir Blending a corto plazo. 99	99
Cuadro 26. Consumos de gas natural por empresa y zona de concesión del año 2020.	102
Cuadro 27. Estacionalidad típica mensual del consumo de gas natural por tipo de cliente en Chile.	103
Cuadro 28. Cálculo de demandas de H2 de las empresas distribuidoras de gas por zona de concesión para el caso base, considerando un 10% de H2 en volumen.	104
Cuadro 29. Demandas de H2 de las empresas distribuidoras de gas por zona de concesión para el caso base. Resumen considerando inyecciones de 5%, 10% y 20%.	105

Cuadro 30. Dimensionamiento de electrolizador considerando una inyección de H2 de 10% y 20% para el 2030 por zona de concesión.	110
Cuadro 31. Costos unitarios de inversión de activos de la planta de H2.	111
Cuadro 32. Costos unitarios de montaje, obras civiles, ingeniería, gastos generales e intereses intercalarios de la planta de H2	112
Cuadro 33. Costos totales de la planta de H2 por zona de concesión	113
Cuadro 34. Costos por recalificación de redes de acero de Gas Sur por inyección de H2.	114
Cuadro 35. Costos unitarios de medidores de diafragma SAMGAS – Pietro Fiorentini.....	115
Cuadro 36. Costos unitarios de medidores de diafragma CNE – Gas Sur.....	115
Cuadro 37. Variación de costos unitarios de medidores de diafragma	116
Cuadro 38. Costos totales por reemplazo de medidores de diafragma para el uso de H2.....	116
Cuadro 39: Resumen VNR adicional por empresa y zonas de concesión seleccionadas para blending 10% de H2.	124
Cuadro 40. LCOH proyectado por distintas publicaciones. Elaboración propia en base a revisión bibliográfica de las referencias indicadas en el cuadro.	127
Cuadro 41. Costo Nivelado de hidrógeno en función del tipo de electrolizador y precio de la energía eléctrica generada por Mix Solar. Elaboración propia en base a la información del Explorador de Hidrógeno Verde de Fraunhofer Chile [12].....	132
Cuadro 42. Parámetros de la Tecnología de electrolizador PEM. Elaboración propia en base a información propia de la Consultora y referencias mencionadas.....	133
Cuadro 43. Parámetros de operación de la planta de electrolización. Elaboración propia en base a información de proyectos previos de la Consultora.	133
Cuadro 44. Parámetros financieros de la evaluación de costos. Elaboración propia en base a información de proyectos previos de la Consultora.....	133
Cuadro 45. Costo Nivelado de Hidrógeno según zona de concesión y requerimiento de H2. Datos obtenidos según Escenario Base.....	134
Cuadro 46. Sensibilización del costo nivelado de H2 a partir de variaciones de costo de energía eléctrica y CAPEX electrolizador. Elaboración propia.....	137
Cuadro 47. Variación porcentual del costo nivelado de H2 respecto al Escenario Base calculado para Gas Sur VIII S/LA. Elaboración propia.	137
Cuadro 48. Periodo de amortización según zona de concesión.....	139
Cuadro 49. Periodo de Recuperación de la Inversión para cada zona de concesión.	140
Cuadro 50. Costos de operación y mantenimiento de la planta de H2 para las zonas de concesión seleccionadas, considerando un 10% de blending.	145
Cuadro 51. Disminución de costos por menor consumo de GN en cada zona de concesión	145
Cuadro 52. Costos por mayor inspección de redes de acero de Gas Sur por blending GN/H2 .	147
Cuadro 53. Costos totales por estudios y adecuación por inyección de H2 por zona de concesión	148
Cuadro 54. Tasa de rentabilidad de las empresas concesionarias para el periodo 2021 (escenario base enviado por CNE).....	149
Cuadro 55. Nueva tasa de rentabilidad de las empresas concesionarias para un 10% de inyección de H2	149
Cuadro 56. Diferencias obtenidas en el cálculo de la nueva tasa de rentabilidad de las empresas de distribución de gas	149

Cuadro 57. Nueva tasa de rentabilidad de las empresas concesionarias para un 20% de inyección de H2	151
Cuadro 58. Nueva tasa de rentabilidad de las empresas concesionarias para un 10% de blending, bajo un escenario de disminución de costos de energía eléctrica	152
Cuadro 59. Determinación de flujo neto para la inyección de 10% de H2.....	153
Cuadro 60. Diferencias obtenidas en el flujo neto para cada zona de concesión por inyección de 10% de H2.	154
Cuadro 61. Aumento porcentual de tarifas de venta de gas a cliente final.	154
Cuadro 62. Promedio de precios de GN de septiembre a noviembre 2023 de las zonas de concesión seleccionadas.	156
Cuadro 63. Promedio de precios de cilindros GLP 15 kg de septiembre a noviembre 2023 en diversas regiones del país	158
Cuadro 64. Promedio de precios de GLP medidor de septiembre a noviembre 2023 en diversas regiones del país	160
Cuadro 65. Promedio de precios de GLP granel de octubre y noviembre 2023 en diversas regiones del país	161
Cuadro 66. Valores de GN (actual y proyectado para un 10% de blending) y GLP (formato envasado, medidor y granel) promedio de los meses de septiembre a noviembre de 2023 en USD/MMBtu.....	162
Cuadro 67. Cuadro comparativo de tarifas a cliente final bajo escenario de sensibilización de porcentaje de Blending y LCOE.....	165
Cuadro 68. Aumento porcentual de tarifas de venta de gas a cliente final (proyección LCOH 6 a 8 USD/kg)	167
Cuadro 69. Aumento porcentual de tarifas de venta de gas a cliente final (proyección LCOH 1,5 USD/kg)	167
Cuadro 70. Límites aceptables de gas natural [1,2].....	173
Cuadro 71. Gases normales de ensayo según NCh 953 of. 2006 [3,4].	174
Cuadro 72. Demandas anuales de hidrógeno (m3/año) para las empresas distribuidoras de gas hasta el año 2036, con un 5% de inyección de H2.	223
Cuadro 73. Demandas anuales de hidrógeno (m3/año) para las empresas distribuidoras de gas hasta el año 2036, con un 10% de inyección de H2.	224
Cuadro 74. Demandas anuales de hidrógeno (m3/año) para las empresas distribuidoras de gas hasta el año 2036, con un 10% de inyección de H2.	225
Cuadro 75. Variación del LCOH para cada zona de concesión respecto a escenario de costos correspondiente. Elaboración propia.	226
Cuadro 76. Análisis de sensibilización de LCOH para Lipigas II.....	227
Cuadro 77. Análisis de sensibilización de LCOH para GasValpo IV	227
Cuadro 78. Análisis de sensibilización de LCOH para GasValpo VII	227
Cuadro 79. Análisis de sensibilización de LCOH para Intergas XVI	228
Cuadro 80. Análisis de sensibilización de LCOH para Gas Sur VIII LA	228
Cuadro 81. Análisis de sensibilización de LCOH para Intergas IX	228
Cuadro 82. Análisis de sensibilización de LCOH para Metrogas X Puerto Montt.....	229
Cuadro 83. Análisis de sensibilización de LCOH para Metrogas X Puerto Varas	229
Cuadro 84. Análisis de sensibilización de LCOH para Metrogas X Osorno	229

Cuadro 85. Análisis de sensibilización de LCOH para Lipigas X Puerto Montt	230
Cuadro 86. Análisis de sensibilización de LCOH para Lipigas X Osorno.....	230
Cuadro 87. Análisis de sensibilización de LCOH para Metrogas RM Lo Aguirre.....	230
Cuadro 88. Análisis de sensibilización de LCOH para Gas Valpo V Casablanca	231
Cuadro 89. Variación de Tasa de Rentabilidad según porcentaje de Blending para Lipigas II ...	232
Cuadro 90. Variación de Tasa de Rentabilidad según porcentaje de Blending para Gas Sur VIII	232
Cuadro 91. Variación de Tasa de Rentabilidad según porcentaje de Blending para Metrogas X	233
Cuadro 92. Variación de Tasa de Rentabilidad según porcentaje de Blending para Metrogas Lo Aguirre.....	233
Cuadro 93. Variación de Tasa de Rentabilidad según porcentaje de Blending para Gas Valpo Casablanca	233
Cuadro 94. Variación de Aumento de Ingresos según porcentaje de Blending para Lipigas II ..	234
Cuadro 95. Variación de Aumento de Ingresos según porcentaje de Blending para Gas Valpo IV	234
Cuadro 96. Variación de Aumento de Ingresos según porcentaje de Blending para Gas Valpo VII	235
Cuadro 97. Variación de Aumento de Ingresos según porcentaje de Blending para Gas Sur VIII	235
Cuadro 98. Variación de Aumento de Ingresos según porcentaje de Blending para Metrogas X	235
Cuadro 99. Variación de Aumento de Ingresos según porcentaje de Blending para Lipigas X ..	236
Cuadro 100. Variación de Aumento de Ingresos según porcentaje de Blending para Lo Aguirre	236
Cuadro 101. Variación de Aumento de Ingresos según porcentaje de Blending para Casablanca	236

Índice de Figuras

Figura 1. Clasificación del hidrógeno. Elaboración propia a partir de [2].	7
Figura 2. Estructura y reacción química en las celdas de electrolisis según tipo de tecnología [4].	8
Figura 3. Clasificación de las distintas formas de almacenamiento de Hidrógeno. Elaboración propia.	12
Figura 4. Medio de transporte y tecnologías aplicables. Elaboración propia.	18
Figura 5. Proyección de longitud de redes de gasoductos dedicadas a hidrógeno en el mundo para cumplir con la meta de cero emisiones a 2050 [9].	18
Figura 6. Fracciones de capacidad energética perdidas en el proceso de transporte según medio portador de hidrógeno. Se considera un transporte de 8.000 km [13].	20
Figura 7. Costo de transporte en función del volumen y la distancia, incluye costo de compresión asociado [14].	22
Figura 8. Blending skid instalado en la IV Región, Gas Valpo. Proveedor Pietro Fiorentini.	25
Figura 9. Representación de la condición de propagación de fallas [1].	40
Figura 10. Representación de falla penetrante no traspasada.	41
Figura 11. Representación de estanque cilíndrico con presión interior P.	42
Figura 12. Porcentajes máximos de inyecciones de H2 en la red de gas natural.	49
Figura 13. Quemador atmosférico.	57
Figura 14. Límites máximos de hidrógeno en volumen (%) para aplicaciones de gas natural [1].	63
Figura 15. Diferencia entre sistema convencional (sin premezcla) y sistema con premezcla [3].	66
Figura 16. Diagrama de flujo típico de Planta H2V para inyección a red de GN. Elaboración propia.	87
Figura 17. Quemador atmosférico.	179

Índice de Gráficos

Gráfico 1. Comparación del precio promedio del gas natural y su aumento de tarifa proyectado para un 10% de blending, con los precios de GLP sustituto promedio según región y tipo.vi	
Gráfico 2. Variación de la presión necesaria para traspasar una falla, en función de la profundidad de la falla previa. 43	
Gráfico 3. Diagrama base de intercambiabilidad de gases..... 58	
Gráfico 4. Curvas límites de intercambiabilidad del NCh 226 y gases de ensayo. 59	
Gráfico 5. Curvas límites de intercambiabilidad, límites del NCh 2264, gases de ensayo y gas natural liviano con varios contenidos de H2. 60	
Gráfico 6. Temperatura de llama a partir del contenido de H2 y carga a la cual trabaja el quemador en calderas [2]..... 64	
Gráfico 7. Variación de temperatura a lo largo de un gasoducto a distintas concentraciones de blending GN/H2. Se considera una temperatura ambiente de 15°C [2]. 71	
Gráfico 8. Proyección de precios de energía para clientes libres (PPA) en USD/MWh hasta el año 2030. 90	
Gráfico 9. Proyección de costos totales de suministros de energía eléctrica hasta el año 2030. 92	
Gráfico 10. Costos nivelados de energía eléctrica renovable (LCOE) para distintas tecnologías [1]. 95	
Gráfico 11. Costos nivelados de almacenamiento de energía para distintas tecnologías [1]..... 96	
Gráfico 12. Demandas de gas natural anual de las empresas distribuidoras de gas natural hasta el año 2036. 105	
Gráfico 13. Demandas de gas natural en el mes de mínimo consumo de las empresas distribuidoras de gas hasta el año 2036. 106	
Gráfico 14. Demandas de hidrógeno en el mes mínimo para las empresas distribuidoras de gas hasta el año 2036, con un 10% de inyección de H2. 107	
Gráfico 15. Demandas anuales de hidrógeno para las empresas distribuidoras de gas hasta el año 2036, con un 10% de inyección de H2. 108	
Gráfico 16. Dispersión de Costos Nivelados de Hidrógeno por año proyectado. Elaboración propia..... 129	
Gráfico 17. Composición porcentual del Costo Nivelado de Producción de Hidrógeno..... 129	
Gráfico 18. Variación de Costo Nivelado de Producción de Hidrógeno en función del Costo de Inversión de electrolizador (CAPEX) y del precio de la energía eléctrica [7]..... 130	
Gráfico 19. Proyecciones de la Estrategia Nacional de Hidrógeno de 2020 [10]. 131	
Gráfico 20. Costo Nivelado de Producción de Hidrógeno estimado por el Gobierno Regional de Biobío en conjunto con la Universidad de Concepción [11]..... 131	
Gráfico 21. Apertura de principales costos que componen el LCOH para Gas Sur. Elaboración propia..... 136	
Gráfico 22. Costos Nivelados de Hidrógeno calculados según caso de estudio. Elaboración propia en base a Cuadro 45..... 138	
Gráfico 23. Precios mensuales promedios de gas natural a cliente de Gas Sur VIII Región desde el año 2020 al 2023 en (USD/MMBtu) 156	

Gráfico 24. Precios mensuales promedios de cilindros GLP de 15 kg a cliente en distintas comunas de Chile para el año 2023 en (USD/MMBtu)	157
Gráfico 25. Costo promedio del GLP envasado de 15 kg por región y distribuidor	158
Gráfico 26. Precios mensuales promedios de GLP medidor a cliente en distintas comunas de Chile para el año 2023 en (USD/MMBtu)	159
Gráfico 27. Costo promedio del GLP medidor por región y distribuidor.....	160
Gráfico 28. Comparación del precio promedio del gas natural y su aumento de tarifa proyectado para un 10% de blending, con los precios de GLP sustituto promedio según región y tipo.	162
Gráfico 29. Intercambiabilidad de los gases de la 1°, 2° y 3° Familia de gases [10,11]	178
Gráfico 30. Diagrama base de intercambiabilidad de gases.....	182
Gráfico 31. Curvas límites del gas natural (2° Familia de gases, Gaz de France, 1971 [11]).	183
Gráfico 32. Curvas límites de intercambiabilidad del NCh 226 y gases de ensayo.	185
Gráfico 33. Curvas límites de intercambiabilidad, límites del NCh 2264, gases de ensayo y gas natural liviano con varios contenidos de H2.	186
Gráfico 34. Precios de venta de gas natural y licuado según distribuidor en la Región de Antofagasta.....	238
Gráfico 35. Precios de venta de gas natural y licuado según distribuidor en la Región de Coquimbo.	239
Gráfico 36. Precios de venta de gas natural y licuado según distribuidor en la Región de Valparaíso, comuna de Casablanca.	240
Gráfico 37. Precios de venta de gas natural y licuado según distribuidor en la Región Metropolitana, comuna de Pudahuel.....	241
Gráfico 38. Precios de venta de gas natural y licuado según distribuidor en la Región del Maule.	242
Gráfico 39. Precios de venta de gas natural y licuado según distribuidor en la Región del Biobío.	243
Gráfico 40. Precios de venta de gas natural y licuado según distribuidor en la Región de Los Lagos.	245

Glosario

AACE: The Association for the Advancement of Cost Engineering
AVNR: Anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo
AEM: Electrolizador de Intercambio de Aniones
AGA: American Gas Association
ALK: Electrolizador alcalino
ASME: American Society of Mechanical Engineers
Atm: Atmosfera, unidad de presión
CCUS: Sistema de captura de carbono (Carbon Capture and Storage)
CEN: Coordinador eléctrico Nacional
CH₄: Metano
CNE: Comisión Nacional de Energía
CO: Monóxido de Carbono
CO₂: Dióxido de Carbono
CSP: Concentración Solar de Potencia
DS: Decreto Supremo Chileno
EPC: Engineering, Procurement & Construction
GH₂: Hidrógeno gaseoso comprimido
GHI: Gases de efecto Invernadero
GLP: Gas Licuado de Petróleo
GN: Gas Natural
GNV: Gas Natural Vehicular
H₂S: Sulfuro de Hidrógeno
H₂V: Hidrógeno Verde
IEA: International Energy agency
IW: Índice de Wobbe
ktpa: Kilo toneladas anuales
kV: Kilo Volts
kW_{el}: Kilo Watt Eléctrico
kWh: Kilo Watt hora
LCOE: Costo Nivelado de Energía
LCOH: Costo Nivelado de Hidrógeno
LH₂: Hidrógeno Líquido
LOHC: Liquid Organic Hydrogen Carrier
M₃S: Metros cúbicos en condiciones Estándar

MJ: Mega Joule
MMkcal: Millones de kilo calorías
MMm³: Millones de metros cúbicos
MMBtu: Millones de Btu
MMCLP: Millones de pesos
MMUSD: Millones de dólares
NFPA: National Fire Protection Association (USA)
NH₃: Amoníaco
NM: Número de Metano
NO_x: Óxidos de Nitrógeno
PCS: Poder Calorífico Superior
PE: Polietileno
PELP: Planificación energética de Largo Plazo
PEM: Electrolizador de Membrana de Intercambio de Protones
PLC: Controlador Lógico Programable
PMM: Precio Medio de Mercado
PPA: Power Purchase Agreement
PRS: Pressure Reduction Skids
PV: Energía fotovoltaica
SCADA: Supervisión, Control y Adquisición de Datos
SEC: Superintendencia de Electricidad y Combustibles
SOEC: Electrolizador de Óxido Sólido
Stack: Celda de electrolización
TRL: Technology Readiness Level
Tube Trailer: Camión con tráiler de remolque
VNR: Valor Nuevo de Reemplazo
W': Índice de Wobbe corregido
WACC: Costo Ponderado de Capital

1 Objetivos y alcance del Estudio

1.1 Introducción

La Comisión Nacional de Energía, en adelante la CNE, contrató los servicios de ingeniería a Gamma Ingenieros para desarrollar un estudio cuyo objetivo es evaluar los aspectos técnicos y económicos de la inyección de Hidrógeno (H2) en las instalaciones de distribución de gas natural de las empresas concesionarias de servicio público de gas. Este estudio permitirá entregar información técnica y económica a la CNE respecto a las tecnologías de generación de hidrógeno y efectos que produciría la mezcla gas natural e hidrógeno en las redes de distribución.

En Chile existe infraestructura de redes de distribución de gas natural en las cuales se podría inyectar H2 mezclado con gas natural para su transporte y consumo final. Estudios y experiencias internacionales y nacionales recientes, como proyectos pilotos de blending en Inglaterra o el proyecto piloto llevado a cabo por Gas Valpo en la IV Región, revelan que este método de distribución y de utilización del H2 renovable como blending con gas natural sería el más factible a corto y mediano plazo, puesto que la infraestructura de Gas Natural (GN) ya está instalada, presentando importantes ventajas desde el punto de vista de costos y disminución de los gases de efectos invernadero. Lo anterior se une al interés público y privado para la instalación de plantas de producción de hidrógeno verde (H2V) en Chile, considerando las ventajas que presenta el suministro de energía eléctrica en cuanto al potencial de generación eléctrica a través de fuentes solares y eólicas.

A partir de lo anterior, para incorporar H2 en los sistemas de distribución de gas natural se deben realizar previamente estudios técnicos de la infraestructura de distribución existente, pero además, se debe incluir el análisis técnico para su utilización en usos finales, con el objetivo de establecer las bases técnicas para introducir H2 en los sistemas de GN y así transportar la mezcla a los consumidores finales bajo estándares de calidad y seguridad de las instalaciones que reciben esta mezcla.

Lo anterior, debe ser complementado con un análisis económico, estimando las eventuales inversiones necesarias en adaptaciones de las redes de distribución de las actuales empresas concesionarias de distribución de gas, los mayores costos por la introducción y el manejo del H2 y cómo esto impactará en los precios finales a los usuarios, considerando la tasa de rentabilidad de cada empresa sujeta al proceso de chequeo de rentabilidad, según la Ley actual de gas (DFL 323, modificada por la Ley 20.999/2017).

1.2 Objetivos y Alcance del Proyecto

A continuación, se acompañan los objetivos y alcances del presente estudio:

- **Objetivo general**

El objetivo general del estudio es evaluar los aspectos técnicos y económicos de la inyección de H2 en las instalaciones de distribución de GN de las empresas concesionarias de servicio público de distribución de gas, considerando las inversiones necesarias y el impacto en los precios finales a clientes y en la rentabilidad máxima permitida por la Ley.

- **Objetivos específicos del proyecto**

Los objetivos específicos son los siguientes:

- I. **Objetivo específico N°1:** Investigar y comparar diferentes tecnologías de generación y/o producción, almacenamiento y transporte de hidrógeno renovable.
- II. **Objetivo específico N°2:** Investigar y comparar diferentes tecnologías de abastecimiento y producción de hidrógeno, a partir de fuentes de generación renovables y/o de bajas emisiones, entre las cuales deberá considerar:
 - ✓ Abastecimiento de H2 por parte de terceros,
 - ✓ Producción propia de H2 mediante distintas tecnologías de generación de H2, considerando además el abastecimiento de energía eléctrica mediante producción propia (off grid) y energía eléctrica obtenida desde el sistema de distribución.
- III. **Objetivo específico N°3:** Identificar y cuantificar las inversiones necesarias para la inyección de H2 renovable al gas natural en las instalaciones de distribución de gas de red de las empresas concesionarias, estimando los costos de inversión requeridos (infraestructura necesaria e insumos) para adaptar la infraestructura existente y permitir la mezcla de gas e hidrógeno.
- IV. **Objetivo específico N°4:** Proyectar el LCOH (Levelized Cost of Hydrogen): Realizar proyecciones del costo nivelado del hidrógeno, considerando para estos efectos los costos de inversión, operativos y de mantenimiento, para determinar su viabilidad técnica-económica.
- V. **Objetivo específico N°5:** Evaluar los efectos de las inversiones en la rentabilidad de las empresas concesionarias: Determinar cómo las inversiones y los costos operacionales asociados con la inyección de las distintas alternativas de suministros de hidrógeno impactarían en los resultados de la rentabilidad de las empresas concesionarias considerando el marco normativo y legal vigente.

- VI. **Objetivo específico N°6:** Analizar los potenciales impactos en precios a público. Se requiere evaluar cómo la incorporación de las distintas alternativas de inyección de H2 en las redes de GN afectaría los precios de suministro a público en el servicio de distribución de gas de red y la competencia en el mercado.

1.2.1 Alcances del Informe

Según lo establecido en las bases del estudio, el análisis de la introducción del H2 en las redes de GN se realizará para las empresas concesionarias de distribución de gas de red sujetas al proceso de chequeo de rentabilidad, es decir, un total de 5 empresas en 12 zonas de concesión:

- ✓ Metrogas: 3 zonas de concesión.
- ✓ Gasvalpo: 3 zonas de concesión.
- ✓ Gas Sur: 1 zona de concesión.
- ✓ Intergas: 3 zonas de concesión.
- ✓ Lipigas: 2 zonas de concesión.

2 Metodología

Para el cumplimiento de los objetivos y alcance del Informe N°2 Gamma Ingenieros desarrolló las siguientes actividades:

- **Reunión de inicio (kick off Meeting)**

Se realizó una reunión de inicio de actividades, de manera virtual, con la finalidad que la contraparte técnica conociera a nuestro equipo de trabajo, y además, se presentó el programa de corto plazo y se acordaron las fechas de inicio y entrega de informes.

Además, en esta reunión se solicitó la primera documentación complementaria que dispone la CNE que es de utilidad para el desarrollo de los primeros objetivos del proyecto, tal como características de las redes de distribución de las empresas concesionarias, tipos de clientes conectados en cada zona de concesión, mapas referenciales de las redes de cada una de las empresas, entre otros.

- **Tecnologías de generación, almacenamiento y transporte de H2 renovable**

Se realizó una revisión y análisis del estado del arte de las tecnologías de producción, almacenamiento y transporte de hidrógeno verde, considerando las experiencias internacionales y nacionales. En particular se realizó una comparación de cada una de las tecnologías considerando aspectos tales como nivel de madurez de la tecnología, aplicaciones, ventajas y desventajas, capacidades de producción, eficiencias, costos, entre otros.

- **Determinación de blending GN/H2 factibles a distribuir en redes de distribución en Chile**

Para determinar los porcentajes de H2 que es factible introducir en las redes de distribución de las empresas concesionarias de gas natural en Chile, se realizó lo siguiente:

- a. Análisis normativo vigente tanto nacional como internacional.
- b. Análisis de límites técnicos en las redes de distribución de acero y de polietileno. Especial atención se dio al fenómeno de fragilización del acero por presencia de H2 en redes. Además, se analizaron los límites técnicos de H2 en componentes de las redes de distribución, tales como medidores, correctores, estaciones de medición y regulación, válvulas, entre otros.
- c. Límites técnicos en la utilización de H2 en clientes domiciliarios y usos industriales, generación y Gas Natural Vehicular (GNV). Si bien no es parte de los objetivos del presente estudio, Gamma considera que se deben tener presente estos límites, ya que en muchas situaciones son éstos los que determinan los porcentajes máximos que se puede inyectar en las distintas zonas de concesión.

- **Determinación de zonas de concesión más factibles de transportar blending GB-H2 en sus redes de distribución**

A partir de los análisis anteriores, se determinaron las zonas de concesión en Chile más factibles de distribuir blending en las redes de distribución, considerando los tipos de redes y sus características, los tipos de clientes, entre otros. La finalidad de esto es poder centrar los análisis posteriores en estas zonas que presentan mayor factibilidad de transportar blending.

- **Alternativas de abastecimiento**

Se investigó y analizó las alternativas de abastecimiento y producción de H2, de manera detallada para las distribuidoras de gas en Chile, considerando la producción propia del combustible y las diferencias que podrían existir comprando el gas a un tercero. Se trabajó en conjunto con empresas eléctricas en específico para la determinación de soluciones de generación propia y tarifas de conexión a la red para determinar la solución más conveniente.

- **Proyección de volumen e inyección de H2 en las redes de gas natural**

A partir de la información proporcionada por la CNE, se determinaron las demandas de H2, considerando las diferentes demandas de GN para cada una de las zonas de concesión. Además, se analizó la tecnología de mezcla de GN/H2 para la posterior inyección en las redes.

- **Determinación de inversiones nuevas y adaptaciones**

En primer lugar, se determinaron las inversiones totales para la producción de H2, a partir de cotizaciones solicitadas a proveedores de estas tecnologías. Además, se determinaron las adaptaciones necesarias para la inyección de H2 en las redes de distribución y su costo en cada una de las zonas de concesión. Todas estas nuevas inversiones se presentan desagregadas por componente de costos, según Manual de Cuentas para informar VNR (Res. Ex. N°392 CNE).

Es importante mencionar que la determinación de las inversiones se realizó considerando una estimación Clase 5, según AACE (*The Association for the Advancement of Cost Engineering*), el que considera una precisión esperada en el rango de -50% a 100%. Sin perjuicio de lo anterior, en algunos casos, se han estimado las inversiones con un nivel de certeza mayor de lo requerido, considerando cotizaciones, costos reales de las empresas distribuidoras y/o consultas a proveedores de tecnologías. Esto también aplica para los mayores costos de mantenimiento que se detallarán en capítulos posteriores.

- **Determinación de Costos Nivelados de Hidrógeno (LCOH)**

Se realizó un estado del arte de los LCOH a partir de diferentes publicaciones internacionales y estudios en Chile. Estos valores fueron comparados entre sí y también con la estrategia nacional de H2V en Chile. En una segunda etapa, a partir de un desarrollo propio del consultor, se determinaron los LCOH para las distintas zonas de concesión evaluadas, considerando todos los costos de inversión, operación y mantenimiento y costos de capital. Luego, se realizaron sensibilizaciones respecto a los principales factores que inciden en el LCOH como el costo de suministro eléctrico (LCOE) y el costo de inversión de la planta de H2.

- **Cálculo de tasa de rentabilidad de las empresas concesionarias**

Considerando un caso base entregado por la CNE, se calculó la tasa de rentabilidad de cada una de las empresas concesionarias seleccionadas como más factibles de distribuir blending en el corto plazo. Esto consideró todas las inversiones de la planta de H2, inversiones en adaptaciones de la red de distribución, mayores costos de operación y mantenimiento por la inyección de H2, entre otras cosas.

- **Variación de tarifas por inyección de H2**

Finalmente, considerando las mismas inversiones y mayores costos de operación, se determinó en qué porcentaje aumentarían los precios de las tarifas de gas natural por red en cada una de las zonas de concesión evaluadas previamente, y luego se comparó con los sustitutos como el Gas Licuado de Petróleo (GLP) en formato envasado.

3 Tecnologías de generación, almacenamiento y transporte de H2 renovable

3.1 Tecnologías de generación

La producción de Hidrógeno (H₂) consiste en separarlo del resto de moléculas o sustancias donde este está presente, como el agua o gas natural, debido a que no se encuentra en estado puro en nuestro planeta. Los principales procesos de producción de H₂ se clasifican en [1]:

- **Proceso Termoquímico:** Usa reacciones químicas y calor para obtener el hidrógeno a partir de combustibles convencionales o biomasa.
- **Proceso Electrolítico:** Utiliza la electrólisis para separar las moléculas de agua en hidrógeno y oxígeno.
- **Proceso Biológico:** El hidrógeno es generado por microorganismos como bacterias o algas.

Los distintos métodos de producción de hidrógeno se clasifican por color, según la materia prima utilizada, la fuente de la energía en uso y los subproductos generados [2].

- ✓ **Hidrógeno Gris:** Es producido a partir de combustibles fósiles por medio de la reformación de gas con vapor, proceso que además genera gases de efecto invernadero (GEI), actualmente es la mayor fuente de hidrógeno del mercado.
- ✓ **Hidrógeno Azul:** Sigue el mismo proceso del hidrógeno gris, pero añade un sistema de captura de CO₂ (Carbon Capture Usage and Storage – CCUS).
- ✓ **Hidrógeno Amarillo:** Utiliza la tecnología de electrolizadores, alimentados por energía eléctrica de la red de distribución que no tiene origen renovable.
- ✓ **Hidrógeno Verde (o hidrógeno renovable):** Se genera con electrolizadores, los que utilizan energía eléctrica proveniente de fuentes de energía renovable, como energía solar o energía eólica, por lo que se considera que no hay emisiones de efecto invernadero en su proceso.

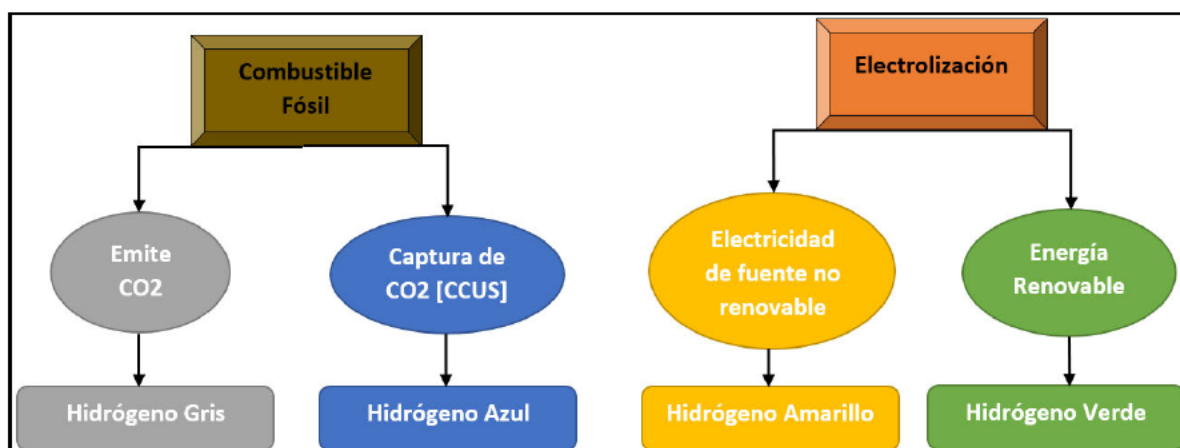


Figura 1. Clasificación del hidrógeno. Elaboración propia a partir de [2].

Un electrolizador es un equipo compuesto por celdas, en las cuales ocurre la electrólisis (proceso de disociar la molécula de agua en hidrógeno (H_2), y oxígeno (O_2)). Cada celda está compuesta por dos electrodos a los que se les aplica una diferencia de potencial con corriente continua, separados por un electrolito que transporta cargas iónicas y un diafragma que evite la recombinación de gases, o bien, se puede reemplazar el electrolito y el diafragma por un electrolito sólido que sea permeable por cargas iónicas.

Hoy en día hay 4 tecnologías de electrolización que se destacan, el Electrolizador Alcalino (ALK) y Electrolizador de Membrana de Intercambio de Protones (PEM) son tecnologías maduras y disponibles comercialmente. El Electrolizador de Óxido Sólido (SOEC) está en proceso de aumentar su escala de potencia para ser opción comercial. Por último, el Electrolizador de Membrana de Intercambio de Aniones (AEM) está en las fases finales de investigación científica [3].

En la Figura 2 se observa el diagrama de las reacciones químicas que ocurren en la celda de cada tipo de electrolizador mencionado, mostrando además el camino recorrido de los distintos iones y cargas eléctricas para generar tanto hidrógeno como oxígeno como producto final.

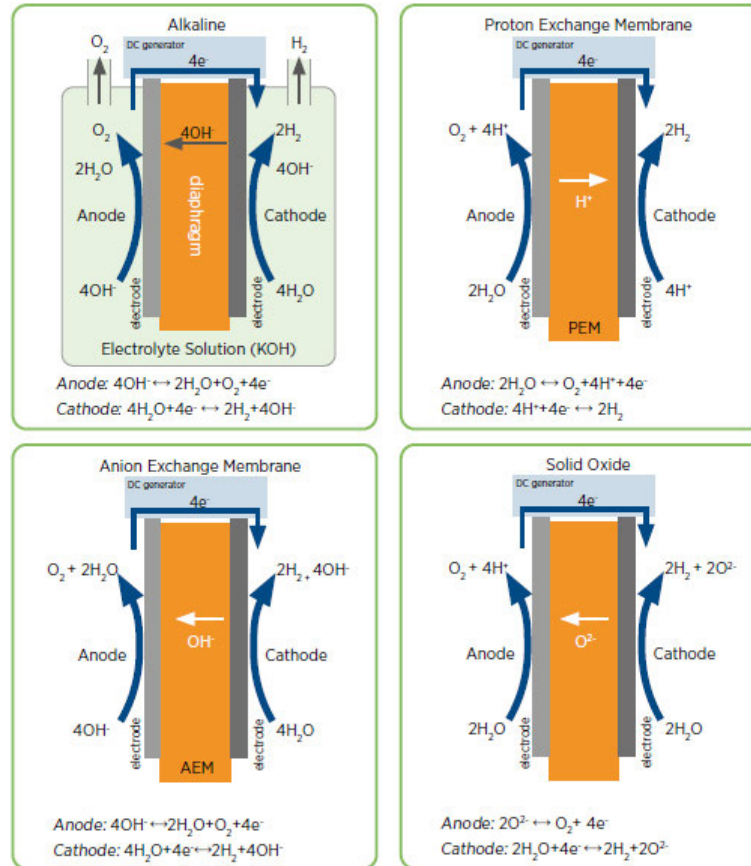


Figura 2. Estructura y reacción química en las celdas de electrolisis según tipo de tecnología [4].

La eficiencia del sistema de producción de hidrógeno se compone del rendimiento de los diversos equipos involucrados en conjunto con el electrolizador, como sistemas de tratamiento de agua, bombas de agua, rectificadores de corriente eléctrica y separadores de gases. La eficiencia del sistema se indica en función de la energía eléctrica utilizada por unidad de hidrógeno producido (kWh / kg H₂) y también se denomina como el Consumo de energía de planta de hidrógeno [4].

La eficiencia del electrolizador es distinta a la del sistema y depende en gran manera de la densidad de corriente y el voltaje aplicado en la celda de electrolización. Esta eficiencia relaciona la cantidad de energía eléctrica consumida en el proceso de electrolización con respecto a la cantidad de energía del producto (hidrógeno). La eficiencia del electrolizador también se denomina Energía específica por Stack (celda), expresada en unidad de energía por unidad de masa (kWh/kg H₂).

3.1.1 Electrolizador Alcalino (ALK)

Esta tecnología ocupa una solución alcalina de óxido de potasio o sodio para su proceso, al aplicar una corriente continua a la celda se genera una diferencia de

potencial entre los electrodos, iones de hidróxido (OH^-) viajan del ánodo al cátodo a través de este electrolito, generándose H_2 finalmente en el cátodo. Esta es la tecnología con más tiempo en el mercado y su costo de inversión es menor respecto al electrolizador PEM, sin embargo, debido a que requiere un medio líquido para el transporte de cargas, es un sistema voluminoso en espacio.

Este equipo en su partida necesita precalentado, y su temperatura de operación está en el rango de 60 a 90 °C. Respecto a la presión de operación, está en el rango de 1 – 30 bar, la ventaja de operar a alta presión es una mejor respuesta ante cambios en el factor de carga¹, los que podrían ser frecuentes al utilizar energía eléctrica de fuentes renovables, por otro lado, mayores presiones pueden originar mayor porcentaje de recombinación de gas en la celda, lo que implica menor pureza del hidrógeno. El costo de inversión de esta tecnología se estima en el rango entre 500 a 1.500 (USD/kWel), para instalaciones de hasta 10 MW de potencia instalada, con una eficiencia eléctrica del sistema entre 50 – 78 (kWh/kg H_2). La energía específica de la celda de electrolización está en el rango de 48 – 67 (kWh/kg H_2), y tiene una vida útil de aproximadamente 60 mil horas de operación [3,4,5,6,7].

3.1.2 Electrolizador de membrana de intercambio de protones (PEM)

Deben su nombre a que ocupan un electrolito sólido que separa al ánodo del cátodo, una membrana de intercambio de protones, material polimérico que es atravesado por iones de hidrógeno (protones). En su construcción, son más pequeños en espacio respecto al electrolizador alcalino debido a su menor tamaño de celdas, las que, al no requerir de un medio líquido, son mucho más compactas. Su mayor desventaja en construcción es que requieren de metales preciosos (Platino e Iridio) para fabricar la membrana polimérica y sus electrodos, generando un medio altamente corrosivo.

Estos equipos no requieren precalentar para su partida, operando en un rango de temperatura de hasta 80 °C. Su rango actual de presión es de hasta 40 bar y tienen una respuesta ante fluctuaciones de carga aún más rápida que el electrolizador alcalino, dando mayor flexibilidad al sistema para operar alimentado de energía solar o energía eólica. El costo de inversión se proyecta entre 700 a 2.100 (USD/kWel), con una eficiencia del sistema en el rango de 50 a 83 (kWh/kg H_2), mientras que la energía específica de la celda está entre 44 – 67 (kWh/kg H_2). La vida útil de la celda PEM se proyecta entre 50 a 80 mil horas de operación. Si bien tiene menos tiempo en el mercado a una escala comercial que el electrolizador alcalino, esta es una tecnología bien desarrollada y aumentando su escala de

¹ Factor de Carga refiere a la razón entre el consumo de energía eléctrica del electrolizador en un instante dado respecto al máximo consumo posible que se da al operar a máxima carga.

potencia instalada. La comunidad científica busca en el mediano plazo disminuir o reemplazar el uso de metales preciosos en su producción para que sean más competitivos en costo [3,4,5,6,7,8].

3.1.3 Electrolizador de Óxido Sólido (SOEC)

Esta tecnología usa como electrolito una membrana cerámica sólida que tiene buena conductividad iónica, utilizan tanto energía eléctrica como calor para disociar la molécula de agua. Estos equipos operan a alta temperatura, en el rango de 700 – 900 °C, por lo que tienen una partida lenta, por otra parte, la celda opera a presión atmosférica. La ventaja de operar a alta temperatura es que se puede aprovechar el efecto Joule (disipación de energía en forma de calor en componentes por los cuales circula una corriente eléctrica) y disminuye la demanda de energía. La eficiencia de estos sistemas está en el rango de 40 a 50 (kWh/kg H₂), además, debido a que opera en un ciclo termo – químico los componentes de la celda se degradan más rápido, la vida útil se estima en 20 mil horas de operación. Tienen la ventaja de poder operar de forma inversa, utilizando H₂ como celda de combustible para producir electricidad, y además, pueden electrolizar CO₂, formando oxígeno y monóxido de carbono, el que puede utilizarse para producir combustible sintético.

El desarrollo de estos equipos se encuentra en la escala del kilowatt, por lo que requieren madurar como tecnología para ser opción en proyectos de gran escala. Su costo actual se estima mayor a 1.850 (USD/kWel) [3,4,5,6,7].

3.1.4 Electrolizador de Membrana de Aniones (AEM)

Estos equipos utilizan materiales similares al electrolizador alcalino, y basan su funcionamiento en la misma reacción química, pero reemplazan el líquido electrolito y el diafragma por una membrana polimérica que permite el paso de aniones (similar al electrolizador PEM), esta combinación elimina la necesidad del uso de metales preciosos en su construcción.

Su funcionamiento se encuentra en el rango de temperatura de 40 – 60 °C, con la posibilidad de operar a presión atmosférica o hasta 35 bar. Hasta el momento, la eficiencia eléctrica de estos sistemas se encuentre entre 57 a 69 (kWh/kg H₂) con una energía específica de celda de aproximadamente 49 – 64 (kWh/kg H₂). Una de sus grandes limitantes es la inestabilidad química y mecánica de la membrana polimérica, lo que acorta su vida útil hasta 5.000 horas. El costo de inversión de esta tecnología se estima como mayor a 930 (USD/kWel), pero es incierto dado a que está en fase piloto. En el futuro, se espera que estos equipos sean compactos y con alta flexibilidad ante variaciones de electricidad en la red [3,4,5,6,7].

3.1.5 Acondicionamiento de Hidrógeno

El hidrógeno producido por las distintas tecnologías de electrolización pasa por una etapa de acondicionamiento o purificación, donde se extraen subproductos como vapor de agua para aumentar su pureza. Esta etapa de purificación es parte del sistema del electrolizador, pudiendo ser opcional agregar más etapas de acondicionamiento para lograr mayor grado de pureza dependiendo de las intenciones de uso final. El hidrógeno producido por las tecnologías Alcalina y PEM es de alta pureza², con un grado de 99.998% y 99.9995% respectivamente, mientras que el hidrógeno obtenido por proceso de reformado de gas con vapor (SMR por sus siglas en inglés) tiene una pureza en el rango de 97,5 – 98.5%³.

Durante el proceso de almacenamiento y transporte de hidrógeno, el grado de pureza puede disminuir, sin embargo, la tecnología de acondicionamiento de hidrógeno es conocida y desarrollada, destacándose procesos como purificación por membrana, separación electroquímica, separación criogénica o adsorción por oscilación de presión (Pressure Swing Adsorption). Los procesos de acondicionamiento mencionados logran extraer subproductos como monóxido de carbono, dióxido de carbono o metano.

3.1.6 Conclusiones

Las tecnologías de electrolización están en constante desarrollo e innovación, incluyendo las tecnologías Alcalina y PEM que se consideran maduras en el mercado, esto provoca incertidumbre respecto a los costos de inversión asociados a estos equipos y sus parámetros de operación, ya que las diversas compañías proveedoras de electrolizadores no publican su información abiertamente.

Los parámetros operacionales de tecnologías de electrolización mencionados se resumen en la Tabla 1, y han sido recopilados de instituciones internacionales como la Agencia Internacional de Energía (IEA), Agencia Internacional de las Energías Renovable (IRENA), además de consultoras internacionales de ingeniería y publicaciones científicas. Por último, se indica el Índice de Madurez de Tecnología (TRL), que es una guía para conocer la escala de desarrollo de las diversas tecnologías o equipos involucrados, se clasifica en una escala de 1 a 11, donde la menor corresponde a pequeños prototipos, y la mayor a una fase comercial.

² Grado de pureza del proveedor NEL Hydrogen Electrolyzers, [En línea] < <https://nelhydrogen.com/wp-content/uploads/2020/03/Electrolysers-Brochure-Rev-D.pdf> >

³ De acuerdo con el estudio europeo “European Hydrogen Backbone” (2020), elaborado por diversas compañías de gas europeas.

Cuadro 1. Resumen de principales parámetros operacionales de tecnologías de producción de hidrógeno por electrólisis de agua.

Parámetro	Unidades	Alcalino	PEM	SOEC	AEM
T° operación	(°C)	60 - 90	T° ambiente - 80	700 - 900	40 - 60
Presión de operación	(bar)	hasta 30	hasta 40 bar	1	hasta 35
Consumo de energía planta H2	(kWh / kg H2)	50 - 78	50 - 83	40 - 50	57 - 69
Energía específica por Stack	(kWh / kg H2)	48 - 67	44 - 67	40 - 45	49 - 64
Vida útil (celda)	(horas)	60.000	50.000 - 80.000	20.000	5.000
CAPEX (Sistema)	(USD / kWel)	500 - 1500	700 - 2100	> 1850	>931
CAPEX (Sistema) Proyectado 2050	(USD / kWel)	< 200	< 200	< 300	< 200
Consumo de agua	(L / kg H2)	9 - 15	9 - 15	9 - 15	-
Índice de Madurez de Tecnología (TRL)	Escala 1 - 11	9 - Madura	9 - Madura	8 - Entrando al mercado	6 - Demostraciones

(1) Estos costos consideran sistemas de hasta 10 MW de potencia.

(2) Para SOEC, el costo de inversión refiere a sistemas de hasta 1 MW de potencia instalada.

(3) El costo de inversión de la tecnología AEM es un estimado, ya que sigue en desarrollo para ser implementada a baja escala.

(4) En la escala TRL, 1: Prototipo pequeño, 11: Maduro.

3.2 Tecnologías de almacenamiento de H₂

El almacenamiento de hidrógeno es una de las partes de la cadena de valor de este recurso energético, el tipo de almacenamiento tiene un rol importante en la infraestructura de la planta de producción, y según el uso final proyectado tendrá relación directa con el método de transporte. Un factor importante es la baja densidad del hidrógeno, almacenar la misma cantidad en términos energéticos requiere entre 3 veces el volumen comparado al GN a la misma presión.

El almacenamiento se clasifica en 3 grupos, Físico (gas o líquido), transformado químicamente, o en un sólido.

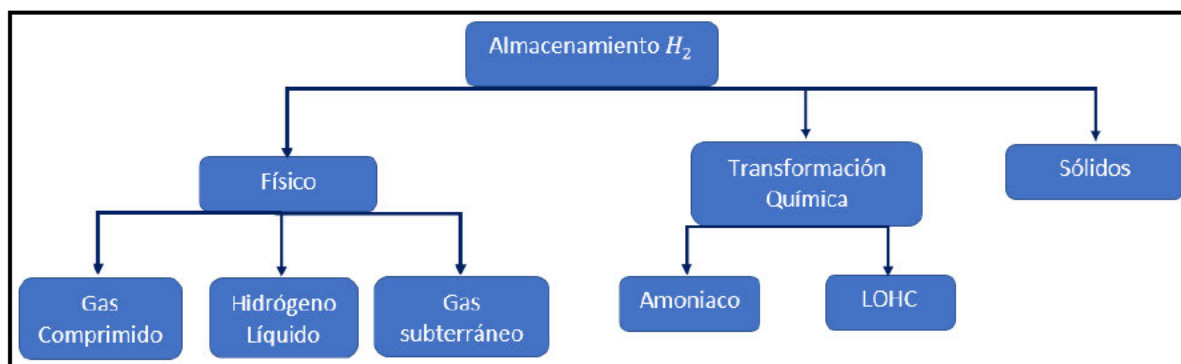


Figura 3. Clasificación de las distintas formas de almacenamiento de Hidrógeno. Elaboración propia.

3.2.1 Almacenamiento físico

Tanques presurizados

Esta tecnología es la más madura del mercado y puede aplicarse a un amplio rango de volumen de almacenamiento, sin embargo, según el tipo de tanque, existe la limitante de la fragilización del acero, que restringe la presión de almacenamiento. Existen 4 tipos de cilindros de gas que se diferencian por sus materiales y método de fabricación. El costo de los cilindros de gas depende del volumen de almacenamiento, pero dependerá en mayor manera del tipo de cilindro por los materiales y manufactura [8].

Cuadro 2. Comparativa de tipos de tanques cilíndricos para almacenamiento de gases, rango de presión y costo aproximado [10,11].

Tipo	Fabricación	Presión Típica (bar)	Costo (USD/kg H2)	Usos comunes
I	Cilindro metálico (acero, Aluminio)	150 – 300	240	Almacenamiento para industria
II	Cilindro metálico, reforzado con anillos de fibra de vidrio	100 – 200	360	Almacenamiento estacionario de alta presión, sistema de cascada para llenar tanques más pequeños. Ej: Hidrolinera.
III	Cilindro de materiales compuestos de fibra y plástico, con revestimiento metálico	300 – 700	700	Transporte en camión, Tube Trailers, o tanque para vehículos.
IV	Cilindro de materiales compuestos como polietileno de alta densidad o fibra de carbono	300 – 700	500 - 1200	Tanques estacionarios, tanque para vehículos, Transporte en camión o Tube Trailers.

Los tanques presurizados pueden ser cilindros (tipo botella u ojiva) o grandes tanques estacionarios, dependiendo de su tipo de fabricación. Los cilindros tipo botella pueden almacenar aproximadamente 8 (m³) de hidrógeno a una presión de 200 bar, mientras que el rango de volumen de almacenamiento para tanques estacionarios amplio según su tamaño y presión máxima, pero se estima un límite de 150 (m³).

Tube trailers

Es un tanque de gas comprimido, que consiste en diferentes tubos cilíndricos de acero que se colocan en un remolque (tráiler) de camión, así, tienen la ventaja de ser utilizados de forma estacionaria, o moverlos para abastecer una zona lejana, o para reabastecerlo. Tienen una capacidad aproximada de 380 kg de H₂, operando a una presión entre 180 – 250 bar [12].

Hidrógeno líquido (LH₂)

El hidrógeno en su estado líquido tiene una mayor densidad volumétrica y densidad gravimétrica (energía por unidad de masa), pero posee la gran desventaja de su bajo punto de ebullición (-252,8 °C), por lo que se requiere gran cantidad de energía y equipos criogénicos para llevar el hidrógeno a esta condición y mantenerlo en estado líquido. Si bien esta tecnología es conocida de hace bastantes años, no se encuentra en la escala comercial necesaria para cumplir las proyecciones de demanda de hidrógeno [13].

Actualmente, el proceso de licuefacción de hidrógeno requiere de alrededor de 10 (kWh/kg H₂), por otro lado, según la teoría, el proceso ideal de licuefacción necesita de 2,7 (kWh/kg H₂), lo que indica la brecha tecnológica que queda por cubrir para aumentar la eficiencia del proceso y que se vuelva competitivo en costo. Relacionado con este gran requerimiento de energía eléctrica, es de esperar que este tipo de plantas sean más rentables en zonas con alto potencial de energía renovable [13].

El almacenamiento del hidrógeno líquido puede ser variado, en tanques criogénicos pequeños aptos para ser trasladados en camiones, o grandes estructuras diseñadas para trasladarse en barco. Ambas son limitadas por los equipos criogénicos y aislamiento térmico requeridos para evitar la evaporación.

Almacenamiento subterráneo

Consiste en almacenar el H₂ en formaciones geológicas herméticas y con mínima contaminación del gas por bacterias o compuestos orgánicos e inorgánicos. La disponibilidad de este almacenamiento depende de las características geográficas de la ubicación del proyecto de producción hidrógeno o de uso final [1, 13].

Una ventaja de estos reservorios es que entregan seguridad al mercado, ya que pueden almacenar grandes volúmenes de gas, capaces de ser utilizados en periodos de mayor demanda, o ante fluctuaciones de la energía renovable que disminuyan la producción de hidrógeno. El volumen total de almacenamiento subterráneo es muy variado y no se puede establecer un volumen típico, debido a su alta dependencia de la geología del terreno.

En Chile, este tipo de almacenamiento requiere gran investigación, primero ha de determinarse si existe alguna formación geológica con el potencial de ser utilizada, y por otro lado, se requiere estudiar el efecto que podría tener la gran actividad sísmica del país con este tipo de reservorio y su estanqueidad. También podría existir la posibilidad que el inyectar gas al reservorio induzca actividad sísmica, como ocurrió en el mar de España [15].

Compresión de Hidrógeno

Esta es una etapa presente en las distintas alternativas de almacenamiento de hidrógeno. En caso de tanques presurizados el requerimiento de compresión va a ser determinado por el tipo de cilindro utilizado y la máxima presión admisible. En casos de almacenamiento subterráneo, la etapa de compresión va de la mano con transporte por tuberías que conduzcan el gas hacia el reservorio. En el caso del hidrógeno líquido, la compresión está presente en el proceso previo a su enfriamiento criogénico para transportarlo desde la zona de producción hacia la planta criogénica.

La compresión de hidrógeno se realiza con los mismos equipos tradicionales de la red de gas, pero estos se deben modificar para evitar fugas y problemas técnicos en los distintos componentes del compresor para ser utilizados con hidrógeno puro. Las limitantes técnicas de este proceso se discuten en los capítulos siguientes de este estudio.

3.2.2 Almacenamiento por transformación química

Liquid Organic Hydrogen Carrier (LOHC)

LOHC por sus siglas en inglés de Líquido Orgánico Portador de Hidrógeno aprovecha que el Hidrógeno se puede incorporar a moléculas orgánicas, produciendo un líquido portador similar a un combustible, por lo tanto, la misma infraestructura de combustibles puede ser utilizada para almacenar este líquido y luego transportarlo. El LOHC no requiere enfriamiento para su almacenamiento ni ser presurizado, y el líquido portador puede ser reutilizado luego de retirar el contenido de hidrógeno presente, aunque hay una degradación de por medio. El proceso de agregar el H₂ al portador (hidrogenar) y luego retirarlo de este (deshidrogenar), requiere de aproximadamente 35 – 40 % del contenido energético del hidrógeno almacenado [9].

Amoniaco (NH₃)

El Hidrogeno se puede someter a un proceso químico llamado Haber – Bosch para obtener amoniaco. Si el usuario final requiere hidrógeno en vez de amoniaco, el hidrógeno se puede recuperar con el proceso de Craqueo de Amonio (Ammonia Cracking), pero es una tecnología que se encuentra en escala de pruebas. Este proceso opera a alta temperatura (600 – 900°C) utilizando alrededor del 30% del contenido energético del contenido de amoniaco original [13].

El amoniaco se almacena en estado líquido y su punto de ebullición es -33 °C, lo que disminuye considerablemente los requerimientos energéticos de aislamiento térmico comparado al hidrógeno líquido (LH₂), además, este compuesto posee la

gran ventaja de poseer una gran red de infraestructura para almacenamiento y transporte en todo el mundo.

3.2.3 Almacenamiento sólido

Por medio de un proceso de combinación química, el hidrógeno se puede almacenar en la superficie de algunos sólidos por adsorción, o dentro de ellos por absorción. Estos compuestos son estables y capaces de liberar el hidrógeno al aplicársele presión y temperatura. La desventaja de esta tecnología es que el sólido portador debe cumplir varias características para poder almacenar los átomos de hidrógeno en su estructura cristalina y los materiales aptos tienen un alto costo [3, 16].

3.2.4 Conclusiones

Las alternativas de almacenamiento de hidrógeno se caracterizan por tener amplio rango de volumen de almacenamiento para un mismo tipo, en término de densidad energética la opción con mayor potencial es el hidrógeno líquido, ya que al llevarlo a este estado su contenido energético es de 110 (kg H₂/m³), mucho más elevado que la contraparte del hidrógeno gaseoso comprimido a 150 bar, con 11 (kg H₂/m³). La transformación química y el hidrógeno líquido comparten la característica de alta densidad energética, pero también son las alternativas de mayor costo de nivelado de almacenamiento⁴, aunque se proyecta que en el largo plazo estos costos serán competitivos.

Las alternativas de almacenamiento subterráneo poseen similar densidad energética que los tanques presurizados (ambos corresponden a hidrógeno gaseoso comprimido), pero tienen la ventaja de un gran volumen de almacenamiento, aun así, los costos de almacenamiento estimados para ambas tecnologías son similares. El almacenamiento sólido en metales se proyecta como una buena opción a futuro a medida que se investigue más su tecnología, ya que también posee una alta densidad energética de alrededor de 80 – 100 (kg H₂/m³).

Cuadro 3. Características del almacenamiento subterráneo según tipo. Elaboración propia en base a [13, 14].

Parámetro	Unidades	Caverna de Sal	Reservorio de gas natural agotado	Acuífero	Caverna de roca con revestimiento
Costo nivelado de almacenamiento	(USD / kg H ₂)	0,23	1,9	n/d (1)	0,71
Costo nivelado de almacenamiento proyectado 2050	(USD / kg H ₂)	0,11	1,07	n/d (1)	0,23

⁴ Factor económico que relaciona los costos de inversión y de operación de un tipo de almacenamiento en específico respecto a la cantidad de hidrógeno almacenada.

Parámetro	Unidades	Caverna de Sal	Reservorio de gas natural agotado	Acuífero	Caverna de roca con revestimiento
Capacidad de almacenamiento	(-)	Media	Abundante	Abundante	Reducida
Índice de Madurez de Tecnología (TRL)	(Escala 1 - 11)	11 - Madura	4 – Prototipo pequeño	3 - Prototipo pequeño	5 – Prototipo

Cuadro 4. Comparativa de las principales tecnologías de almacenamiento de hidrógeno y sus características. Elaboración en base a las referencias [9,10,17].

Parámetro	Unidades	Cilindro de Gas tipo botella	Estanque Presurizado Estacionario	LH ₂	NH ₃	LOHC	Sólido
Capacidad	m ³	8	< 150	- (1)	- (1)	- (1)	- (2)
Presión operación	bar	200 - 700	300 - 700	1	1	1	n/a
Densidad energética	(kg H ₂ / m ³)	11 (150 bar) 23 (350 bar) 38 (700 bar)		71	121	110	80 - 100
Costo nivelado de almacenamiento	(USD / kg H ₂)	0,19	1,4	4,57	2,83	4,5	- (2)
Costo nivelado de almacenamiento proyectado 2050	(USD / kg H ₂)	0,17	1,2	0,95	0,87	1,86	- (2)
Índice de Madurez de Tecnología (TRL)	Escala 1 - 11	11 - Maduro		7 - Demostraciones	11 - Maduro	7 - Demostraciones	5 - Prototipo
Limitaciones Técnicas		Pequeños volúmenes de almacenamiento	Necesidad de recarga de tanque periódica	Evaporación de H ₂ por su bajo punto de ebullición. Alto requerimiento energético	Pérdida de energía en reconversión a H ₂ , alta toxicidad y contaminante	Pérdida de energía en reconversión a H ₂ , Tóxico e inflamable	Alto costo de material y tecnología en desarrollo

(1) La capacidad de almacenamiento del LH₂, NH₃ y LOHC no se especifica debido a ser muy variadas, desde tanques móviles a grandes depósitos industriales o tanques para barcos.

(2) La capacidad de almacenamiento del medio sólido y sus costos asociados aún son desconocidos por su escala de prototipo e investigación.

3.3 Tecnologías de transporte

El transporte de hidrógeno es la última parte de la cadena de la cadena de valor, y su costo estará muy relacionado a las distancias a recorrer. En grandes rasgos, el tipo de medio de transporte depende de factores como:

- Nivel de demanda del usuario final y la periodicidad de esta.
- Distancia y ubicación geográfica.
- Uso final del hidrógeno.
- Disponibilidad de infraestructura existente de gas natural.

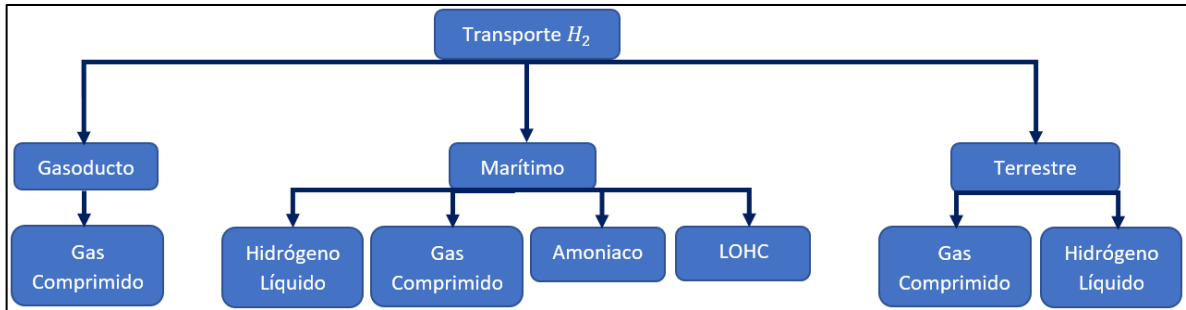


Figura 4. Medio de transporte y tecnologías aplicables. Elaboración propia.

3.3.1 Gasoductos

Consiste en gasoductos de Hidrógeno, que pueden ser cañerías de compuestos como polietileno, o utilizar redes existentes de gas natural, las que requieren reacondicionamiento por la fragilización del acero en presencia de hidrogeno.

Este método de transporte tiene el potencial de ser el más barato en distancias largas, se estima que su economía de escala necesaria para lograr las metas del mercado de H2 es transportar alrededor de 100.000 ton/año para un gasoducto de diámetro 20 pulgadas, y 2.000.000 ton/año para diámetros de 48 pulgadas, ambas operando entre 50 – 80 bar, a 75% de la capacidad de diseño [9].

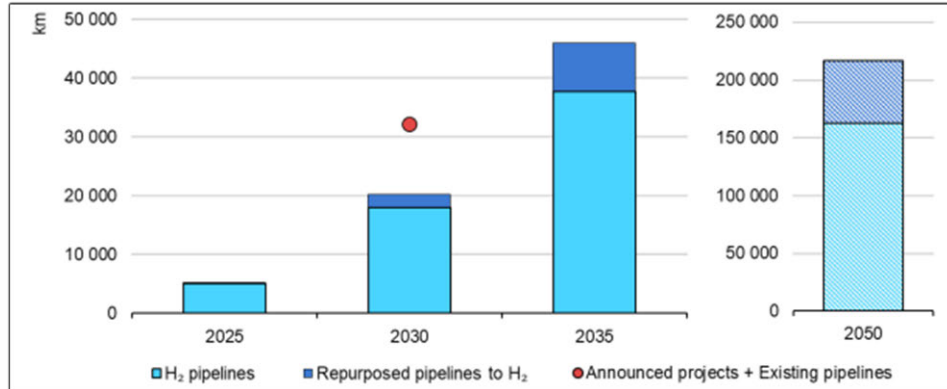


Figura 5. Proyección de longitud de redes de gasoductos dedicadas a hidrógeno en el mundo para cumplir con la meta de cero emisiones a 2050 [9].

Según la información de la Figura 5, en el mediano y largo plazo grandes inversiones serán necesarias en redes de gasoducto para asegurar el suministro de hidrógeno proyectado para 2050. Según cifras de la Agencia Internacional de Energía (IEA por sus siglas en inglés), hay alrededor de 5.000 km de cañerías exclusivas de hidrógeno en operación, y que son pequeñas comparadas con las redes de gas, con diámetro menor a 18 pulgadas, se destinan a conectar refinerías y e industrias químicas. Se cree que proyectos de cañerías internacionales o intercontinentales en el mediano plazo podrían utilizar diámetros de hasta 48 pulgadas [9].

Pipeline submarino

Utilizado para conectar grandes distancias entre países o continentes. En proyectos de generación de hidrógeno en conjunto con energía eólica, se pueden dar 2 casos [9]:

- Energía eólica producida mar adentro (offshore) y producción de hidrógeno en tierra (on shore).
- Energía eólica y producción de hidrógeno en conjunto offshore, en este caso el hidrógeno es transportado a través de sistemas de tuberías (pipeline) submarinas.

3.3.2 Transporte marítimo

Transporte de hidrógeno en largas distancias, o en zonas geográficas donde no es factible una red de cañerías o un almacenamiento subterráneo. Aparte de los costos propios de la embarcación, hay que considerar los costos asociados a la infraestructura portuaria e instalaciones de conversión – reconversión de H₂, todos estos factores inciden en el costo nivelado total ⁵de hidrogeno.

Este método se utiliza principalmente para llevar hidrógeno líquido o transformado químicamente en un LOHC o amoníaco.

- Hidrógeno líquido LH₂: Acorde a Agencia Internacional de Energía (IEA) en 2023, la capacidad actual es de aproximadamente 1.200 ton LH₂, estos tanques criogénicos no están en una etapa comercial. A la fecha según información de IEA, existen 7 proyectos que esperan tener barco de carga de LH₂, con capacidades que varían entre los 20.000 a 160.000 m³ [9].
- Amoníaco, NH₃: Esta es una tecnología conocida en el mercado, similar a la requerida por el LH₂, pero más accesible por el mayor punto de ebullición del amoníaco (-33°C).
- LOHC: Estos líquidos portadores no requieren ser refrigerados, pueden ser transportados en recipientes químicos o de petróleo.
- Hidrógeno Comprimido (gas): Tecnología en fase de pruebas, se considera viable en escala pequeña. A continuación, las siguientes compañías han presentado proyectos piloto [9]:
 - Australia, Provaris energy, H2Neo – 2026: 430 ton H₂, 250 bar.

⁵ El Costo Nivelado Total considera todos los costos de inversión, operación y mantenimiento del proceso de producción, almacenamiento y transporte del hidrógeno, respecto a la cantidad de hidrógeno al final de este proceso. Corresponde a la suma del Costo Nivelado de Producción, Costo Nivelado de Almacenamiento y Costo Nivelado de transporte.

- Australia, Provaris Energy: 120.000 m³, 1000 ton H₂.
- Alemania, OffsH2ore Project, fase conceptual: 400 ton H₂, 500 bar. H₂ producido offshore.

A lo largo del proceso de transporte marítimo existen pérdidas de energía que dependen del medio portador de hidrógeno. Previo a iniciar el traslado marítimo, la mayor pérdida de energía se presenta al licuar hidrógeno por sus requerimientos criogénicos, durante el trayecto los tanques de amoníaco y el LOHC casi no sufren pérdidas de energía, mientras que el hidrógeno líquido sí las tiene debido a evaporación de hidrógeno. Al desembarcar, las mayores pérdidas de energía se presentan en el proceso de reconversión de amoníaco a hidrógeno y al deshidrogenar el líquido portador.

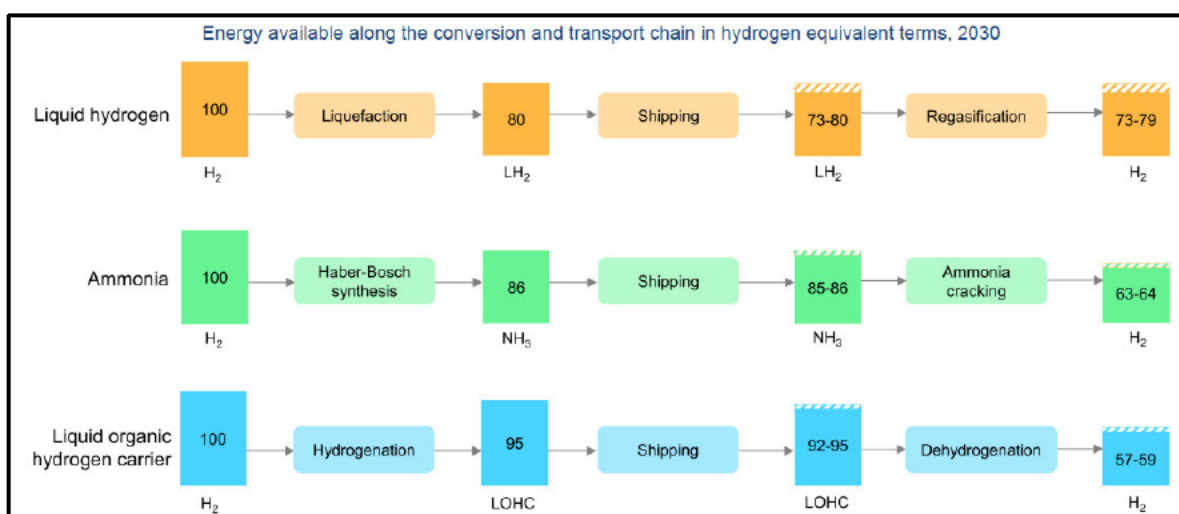


Figura 6. Fracciones de capacidad energética perdidas en el proceso de transporte según medio portador de hidrógeno. Se considera un transporte de 8.000 km [13].

3.3.3 Transporte terrestre

Camiones

Los camiones son de las formas más comunes de transportar este recurso, pero sólo pueden llevar una cantidad limitada, por lo que se ocupa para abastecer industrias periódicamente. Se puede transportar el hidrógeno en cilindros pequeños o en contenedores de gran tamaño, dependiendo del requerimiento de la industria a abastecer.

Los Tube Trailers, transportan aproximadamente 380 kg de H₂ utilizando cilindros metálicos, sin embargo, al ocupar cilindros de materiales compuestos se puede aumentar la capacidad de transporte a un total de 560 – 900 kg de H₂. La

diferencia es por el peso de los distintos tipos de cilindros, lo que limita la carga del camión [9].

Camiones criogénicos

Transportan hidrógeno líquido en un tanque criogénico, pero requieren de unidades de compresión y refrigeración que limitan el espacio disponible del tráiler, y también el volumen de hidrógeno a transportar. En el mercado operan camiones que pueden transportar a industrias aproximadamente desde 3.000 a 140.000 m³/día, con una presión aproximada de 12 bar. Estos camiones tienen la versatilidad de poder conectarse directo a la red de hidrógeno del comprador, o rellenarle sus propios tanques de almacenamiento [10, 18].

3.3.4 Conclusiones

De los medios de transporte mencionados, el transporte de gas comprimido y de amoniaco son las tecnologías más maduras debido a su largo tiempo en el mercado. El sector que más necesita seguir desarrollándose es el almacenamiento y transporte de hidrógeno líquido, y la tecnología de los portadores de hidrógeno LOHC. En el siguiente cuadro se observa la Escala de Madurez de Tecnología (TRL) del sector de transporte de hidrógeno.

Cuadro 5. Índice de madurez de tecnologías de transporte. Elaboración en base a datos de IEA [9].

Nivel de avance de tecnología (TRL) - Medios de Transporte de H2							
Gasoducto		Marítimo				Terrestre	
Cañerías nuevas	Cañerías reacondicionadas	LH2	Cilindros de gas	NH3	LOHC	Camión, H2 comprimido	Camión criogénico (LH2)
9	8	7	11	11	7	11	7

El costo del método de transporte se puede representar con el Costo nivelado de transporte de hidrógeno, valor incluido en el Costo Nivelado de Hidrógeno (LCOH) y que tiene directa relación con el volumen a transportar y la distancia.

A cortas distancias, como dentro de un núcleo industrial o ciudades, es más factible el transporte de hidrógeno por camiones o un gasoducto de distribución. A distancias medias como entre ciudades, la opción de utilizar camiones criogénicos es atractiva para trasladar una mayor densidad energética comparada a cilindros de gas, y la opción de gasoductos puede ser factible en especial si es una tubería ya instalada. A largas distancias como entre países o continentes las opciones se centran en el transporte marítimo, o bien gasoductos de transmisión (mayor presión y diámetro) [14].

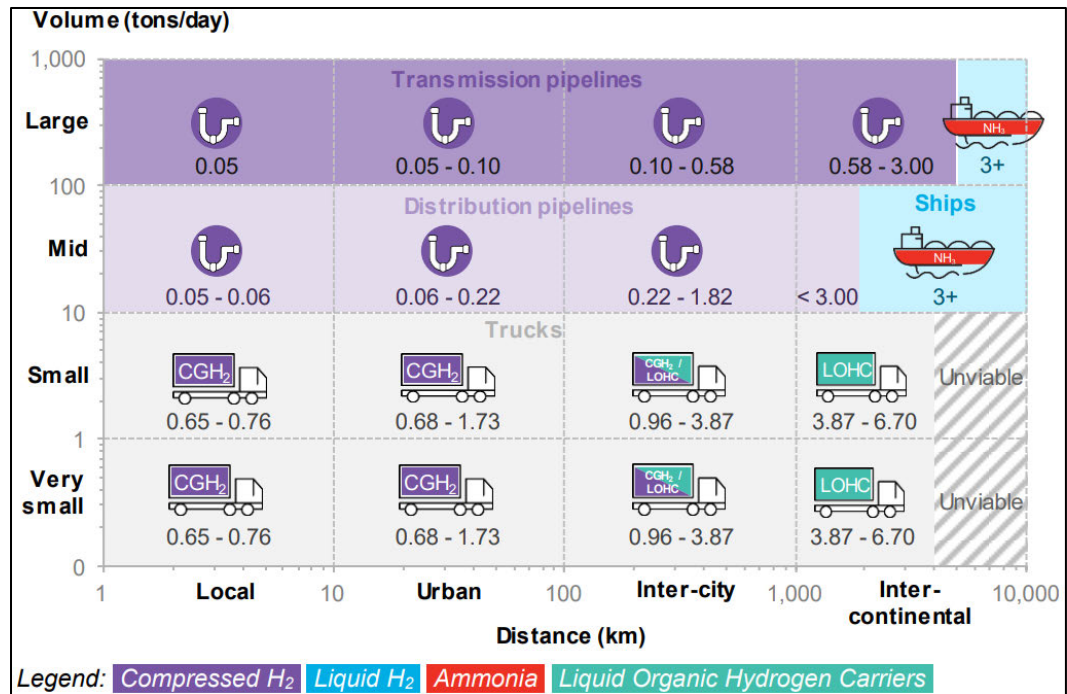


Figura 7. Costo de transporte en función del volumen y la distancia, incluye costo de compresión asociado [14].

Las proyecciones de la Agencia Internacional de Energía (IEA) apuntan a que en largas distancias las inversiones más factibles son el reacondicionamiento de gasoductos de transmisión sobre la instalación de nuevas tuberías. En cuanto a tanques de almacenamiento para transporte marítimo, la opción de menor costo es el amoníaco, debido a su gran madurez en el mercado, mientras que el hidrógeno licuado se espera que sea factible al desarrollarse su tecnología de almacenamiento criogénico. Los costos nivelados de transporte proyectados a 2030 por IEA se muestran en la Tabla 6 [13].

Cuadro 6. Costo Nivelado de transporte de hidrógeno en función de la distancia a recorrer. Elaboración en base a la información de [13].

	Gasoducto nuevo		Gasoducto Reacondicionado		Transporte Marítimo		
	Ø 20 in.	Ø 48 in.	Ø 20 in.	Ø 48 in.	LH2	Amoniaco	LOHC
Costo nivelado de Transporte 2030 (USD / kg H2)							
Distancia (km)	50 - 130 ktpa	630 - 1.900 ktpa	50 - 130 ktpa	630 - 1.900 ktpa	200 ktpa	180 ktpa	15 ktpa
0	-	-	-	-	2,3	1,9	1,9
1000	0,9 - 2,6	0,2 - 0,4	0,25 - 0,6	0,1	2,4	1,95	2
2000	> 2,4	0,4 - 0,7	0,4 - 1,4	0,2	2,45	2	2,1
5000	> 3	0,9 - 1,7	1,1 - 3,4	0,4	2,6	2,05	2,3
8000	> 3	1,4 - 2,8	> 1,8	0,6 - 0,7	2,8	2,1	2,45

3.4 Conclusiones sobre Tecnologías de Producción Almacenamiento y Transporte de H2

Las tecnologías involucradas en la cadena de valor del Hidrógeno están en un periodo de desarrollo tecnológico clave para cumplir los distintos planes de des carbonización a mediano y largo plazo. En base a la revisión bibliográfica realizada y a los antecedentes propios de la Consultora, se considera que las tecnologías de electrolización Alcalina y de Membrana de Intercambio de Protones (PEM) serán actores clave en el desarrollo de los planes de generación de Hidrógeno Renovable en el corto plazo, debido a que tienen el mayor desarrollo tecnológico y sus escalas de potencia van en aumento, lo que permite pensar que los costos relacionados disminuirán y se volverán alternativas más competitivas. De la mano con la producción de Hidrógeno, se considera que el método de almacenamiento más viable en el corto plazo son los tanques presurizados, dado que es una tecnología madura y ya presente en el mercado, además de la flexibilidad que presentan de utilizar distintos tamaños de tanques según los requerimientos de cada usuario. Respecto al transporte de este recurso, los denominados Tube Trailer (camiones de remolque con tanques presurizados) se proyectan como una buena opción para el desplazamiento de hidrógeno en el territorio nacional, ya que se complementa con el almacenamiento en tanques.

Finalmente, cabe mencionar que los proyectos de Blending a analizar en este estudio se plantean en un modelo de generación de hidrógeno en el mismo sitio de inyección a la red de gas natural, por lo que alternativas de gran volumen de almacenamiento o transporte del recurso por distancias mayores a las de una planta de generación no son consideradas.

3.5 Alternativas de mezclado de H2 y GN

La mezcla de los gases de hidrógeno y gas natural en su forma más simple es la unión de dos gasoductos por medio de conexiones como una junta “T” (fittings), en este caso, la tubería principal transporta gas natural a una presión dada y se le inyecta el hidrógeno desde una tubería secundaria generándose una mezcla no homogénea. La longitud de mezcla (distancia en que la mezcla de gas se vuelve homogénea) dependerá del diámetro interno del gasoducto, la velocidad del flujo y el largo de la tubería, una mezcla no homogénea presenta desafíos por estratificación de hidrógeno en la tubería y desgaste en esta [20]. Estos sistemas de mezclas de gases se denominan Blending Skids.

Estos equipos comúnmente también se conocen como “Pressure Reduction Skids – PRS”, estos equipos son de distintos tamaños, para mezcla de gases en industrias o a mayor escala para instalar en puntos de inyección para grandes volúmenes de distribución de gas [21].

Su principio de funcionamiento es recibir el hidrógeno a alta presión, desde un contenedor cilíndrico o desde una tubería, reducir su presión y luego inyectarlo en la tubería de transporte o distribución de gas natural. Un equipo típico podría recibir en la admisión hidrógeno comprimido en un rango de presión de 2 – 200 bar, con un sistema de válvulas reductoras de presión acondiciona el hidrógeno para inyectarlo en la red de GN en presiones entre 1 – 10 bar [22].

El sistema PRS se compone de [21, 22]:

- Regulador de presión: Reduce la presión del hidrógeno hasta el nivel requerido para ser inyectado en la red de gas natural. La reducción de presión del suministro de H2 es en varias etapas.
- Sistema de seguridad: Válvulas de cierre y válvulas de alivio de presión, estas en conjunto protegen al sistema en caso de fallas de las válvulas reguladoras de presión. Instaladas entre la admisión de hidrógeno y la válvula reguladora de presión.
- Medidores de presión: Mide la presión antes y después del regulador de presión en sus distintas etapas.
- Válvula de seguridad: Dispositivo de seguridad que se abre en caso de sobrepresiones para disminuir la presión en la línea.
- Filtro de gases: Remueve impurezas como partículas y humedad del hidrógeno antes de entrar en la red de GN.
- Medidor de flujo: Mide el flujo volumétrico de H2 entrando a la red de GN.
- Sistema de control: Monitorea y controla la unidad PRS.

La siguiente imagen referencial es el blending skid instalado por la empresa Pietro Fiorentini en el proyecto de inyección de H2 para la empresa Gas Valpo.



Figura 8. Blending skid instalado en la IV Región, Gas Valpo. Proveedor Pietro Fiorentini.

Dentro de las ventajas de los equipos Blending skids, se encuentra que pueden tener múltiples conexiones de admisión de hidrógeno, como un tanque presurizado en conjunto con una conexión de gasoducto desde un almacenamiento lejano.

La compañía Linde ha desarrollado un Sistema de Control de Mezcla con PLC (Controlador Lógico Programable) para mezclar de forma segura y precisa la proporción deseada de flujo para proveer mezcla de gases. Este método analiza mediciones de presión y flujo en las distintas secciones del equipo, y por medio de automatizar el sistema de válvulas con el sistema PLC se puede tener gran control de la mezcla de gases y su composición [23].

Otro desafío para la concentración del blending son los pequeños cambios de composición que ocurren cuando consumidores utilizan o dejan de utilizar el gas (consumo dinámico), la empresa NiSource junto con su subsidiaria Columbia Gas of Pennsylvania han desarrollado un proyecto piloto de escala domiciliaria, donde está a prueba un equipo de Blending Skid de respuesta dinámica ante ligeras fluctuaciones de consumo en la red, buscando suministrar un blending de proporción constante de hidrógeno y así estudiar además el impacto en los artefactos domiciliarios. En una segunda etapa se pretende llevar el proyecto a una fase de clientes comerciales e industriales [24, 25].

3.6 Referencias

- [1] Vásquez, R., & Salinas, F. (2019). Tecnologías del hidrógeno y perspectivas para Chile. Santiago, Chile: Ministerio de Energía y GiZ.
- [2] LAZARD (2023), 2023 Levelized Cost of Energy +, Lazard Consulting.
- [3] IRENA (2023), Innovation landscape for smart electrification: Decarbonizing end-use sectors with renewable power, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- [4] IRENA (2020), Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- [5] Lopez, V. M., Ziar, H., Haverkort, J. W., Zeman, M., & Isabella, O. (2023). Dynamic operation of water electrolyzers: A review for applications in photovoltaic systems integration. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 182, 113407.
- [6] Patonia, A. Poudineh, R. (2022). Cost – Competitive green hydrogen: How to lower the cost of electrolyzers?. Oxford Institute for Energy Studies.
- [7] Vigna, M. Clarke, Z. (2022). Carbonomics, The Clean Hydrogen Revolution. Goldman – Sachs.
- [8] Siemens Energy (2020), Overview of the PEM Silyzer Family. [En línea] <https://4echile.cl/wp-content/uploads/2020/10/20200930-SE-NEB-PEM-Electrolyzer-and-Applications_EW.pdf> [consulta 4 de octubre 2023].
- [9] International Energy Agency (IEA), (2023), Global Hydrogen Review 2023, <<https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2023>>, License: CC BY 4.0
- [10] Yang, M., Hunger, R., Berrettoni, S., Sprecher, B., & Wang, B. (2023). A review of hydrogen storage and transport technologies. *Clean Energy*, 7(1), 190-216.
- [11] Asociación Chilena de Hidrógeno (H2 Chile), “Cadena de valor de almacenamiento”, [en línea] < <https://h2chile.cl/cadena-valor-almacenamiento/>> [Consulta: 25 de octubre de 2023]
- [12] Office of Energy Efficiency & Renewable Energy, Hydrogen Tube Trailers, [En línea] <<https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-tube-trailers>> [consulta octubre 2023]
- [13] International Energy Agency (IEA), (2022), Global Hydrogen Review 2022, IEA, <<https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2022>>, License: CC BY 4.0
- [14] BlommborgNEG (BNEF), Hydrogen Economy Outlook - Key messages. (2020).

- [15] Vilarrosa, V., De Simone, S., Carrera, J., & Villaseñor, A. (2021). Unravelling the causes of the seismicity induced by underground gas storage at Castor, Spain. *Geophysical Research Letters*, [En línea] <<https://www.icm.csic.es/en/news/new-study-reveals-causes-induced-earthquakes-castor-underground-gas-storage>> [consulta: octubre 2023]
- [16] Office of Energy Efficiency & Renewable Energy, Hydrogen Storage, [En línea] <<https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-storage>> [consulta: octubre 2023]
- [17] Air Products, “Hydrogen Technical Grade”, [En línea] <<https://www.shopairproducts.co.uk/product.php?id=14539>> [consulta: 25 de octubre 2023]
- [18] AirProducts, “High pressure mobile hydrogen filling station, Apex Temporary Gas Solution”, [En línea] <www.airproducts.com/supply-modes/apex> [consulta: octubre 2023]
- [19] Columbia (SIPA), “Demystifying Electrolyzer Production Costs”, Center on Global Energy Policy [En línea] <https://www.energypolicy.columbia.edu/demystifying-electrolyzer-production-costs/> [consulta: 25 de octubre 2023].
- [20] Eames, I., Austin, M., & Wojcik, A. (2022). Injection of gaseous hydrogen into a natural gas pipeline. *International Journal of Hydrogen Energy*, 47(61), 25745-25754.
- [21] Nirmal, (2023). “Hydrogen Pressure Reducing Skids for Blending with Natural Gas”. [En línea] < <https://www.nirmal.co.in/blog-hydrogen-pressure-regulating-skid-for-blending-with-natural-gas>> [Consulta: 25 octubre 2023].
- [22] Oxy Vac India Works. “Hydrogen Gas Pressure Reducing Skid”. [En línea] < <https://www.oxyvacindia.com/Hydrogen-Gas-Pressure-Reducing-Skid/P8.2.%20OXYVAC-H2-PRS.pdf>> [Consulta: 25 de octubre 2023].
- [23] Linde. “Blending Hydrogen with Natural Gas to Reduce Carbon Emissions”. [En línea] < <https://www.lindeus.com/industries/energy-decarbonization/natural-gas-hydrogen-blending>> [Consulta 25 de octubre 2023].
- [24] UtilityDive, (2023). “NiSource hydrogen, gas blending Project to test specialty skid to optimize mix”. [En línea] < <https://www.utilitydive.com/news/nisource-hydrogen-gas-blending-project/696072/>> [Consulta: 26 de octubre 2023].
- [25] POWER, (2023). “NiSource announces blending Project with hydrogen, natural gas”, PowerMag. [En línea] <https://www.powermag.com/nisource-announces-blending-project-with-hydrogen-natural-gas/> [Consulta: 26 de octubre 2023].

4 Límites técnicos, normativos y determinación de blending GN/H2 factibles a distribuir en redes de distribución en Chile

4.1 Cumplimiento de la normativa vigente

Uno de los temas importantes a considerar en la inyección de H2 en las redes de GN, es poder dar cumplimiento de la normativa vigente en toda la cadena del sistema del suministro de gas, que incluye las redes de transporte y de distribución, las instalaciones interiores de gas, y los artefactos domésticos para gas.

4.1.1 Normas chilenas de transporte, distribución, instalaciones interiores y calidad de gas de red

DS 280/2010 Transporte y distribución de gas de red

La definición de gas de red incluye a cualquier gas que se transporte o se distribuya a través de redes de tuberías, por lo tanto, se aplica al H2 y también a GN mezclado con H2, por lo que debe cumplirse como un mínimo.

La normativa no pone barreras al uso de cualquier gas de red, ni indica precauciones adicionales para otros tipos de gas de red como un blending, salvo que en el artículo N°4 establece que los operadores *“deberán mantener las redes de gas en buen estado y en condiciones de evitar peligros a las personas y las cosas”*.

Este artículo deja toda la responsabilidad al operador, y es lógico esperar también, a todo profesional que tenga la responsabilidad del diseño, operación o mantención de redes, para que tome en cuenta factores que no están previstos en la normativa vigente, ya que este reglamento fue creado originalmente para el GN y no se habría tenido en mente el ser utilizado como GN mezclado con H2, denominado aquí como blending.

Por otra parte, estas redes deberían cumplir todos los requisitos explícitamente señalados en el DS 280/2010, como espesor mínimo de tubería, distancias de seguridad, condiciones de operación y de mantenimiento y también lo dispuesto en la norma B31.8 que la incluye por referencia. Estas exigencias mínimas las cumplirían las redes que fueron construidas de acuerdo con estos reglamentos. Lo que se requiere adicionalmente para cubrir los factores no previstos en esta normativa, es justamente el primer objetivo del presente estudio.

DS 66/2007 Instalaciones interiores de gas

Esta normativa se le aplica al gas de red, sin embargo, en su artículo N°1, exige además que los gases deben pertenecer a alguna de las familias de gases, es decir la primera, segunda o tercera familia, según la clasificación establecida en la norma chilena NCh 953/2006 (ver Cuadro 8). Esto impone ciertas obligaciones las mezclas GN-H2 (blending).

Por lo tanto, sería necesario que la mezcla pudiera asimilarse a la segunda familia a la que pertenece el GN, con lo que accedemos al gran mercado del gas natural para introducir una mayor cantidad de H2, aunque en la mezcla sea en porcentajes relativamente pequeños.

Para ello se deberán estudiar mezclas de H2 con los gases naturales disponibles en el país, de modo que la mezcla quede incluida en la segunda familia de gases combustibles como un requisito básico para cumplir el DS 66.

Si las instalaciones interiores cumplen además con esta normativa no existirá ninguna otra barrera surgida de esta norma para el uso de Blending, salvo las precauciones a tomar por los factores adicionales no contemplados en ella y que son propios del H2 en la mezcla.

NCh 2264/2014 Gas natural – Especificaciones

Esta norma define el gas natural de la siguiente forma: *“mezcla de gases hidrocarburos y no hidrocarburos, de origen natural y que se encuentran en formaciones geológicas porosas bajo la superficie de la tierra, a menudo asociada con petróleo. Su constituyente principal es el metano (CH4)”*.

Además, agrega: *“Para efectos de esta norma, es el gas que cumple con las características que se establecen en cláusula 4 de esta norma”*.

La definición de gas natural del primer párrafo es que el GN es de origen natural lo que podría ser contradictorio con la adición de H2 que no existe de forma natural en las formaciones geológicas.

Sin embargo, la definición del segundo párrafo es que gas natural es cualquier gas que cumpla las especificaciones de la norma. Por lo tanto, un blending no

necesitaría ser estricta y totalmente “de origen natural” y así será considerado en el presente estudio.

Para que quedara absolutamente claro que un blending que cumpla con las especificaciones de la norma es también un gas natural, y que por lo tanto es aplicable su norma al blending, podría eventualmente ser conveniente pedir la confirmación a la autoridad pertinente.

La norma no indica que el gas natural es el único gas de red aceptable. Sin embargo, si el blending se vende como gas natural, el que cumpla con la norma de gas natural sería un requisito básico para cumplir a su vez con las condiciones comerciales y contractuales de venta del gas en esa zona.

- **Características del gas natural según NCh 2264**

La cláusula 4 de la norma establece las características de calidad que debe cumplir el gas natural que se comercializa en Chile. A continuación, se presentan los límites del poder calorífico superior (PCS) e Índice de Wobbe (IW) especificados en esta normativa.

Cuadro 7. Límites de PCS e IW de la NCh 2264/2014 (extracto)

Característica	Límite Inferior	Límite Superior
Poder Calorífico Superior	8.850 kcal/m ³	10.200 kcal/m ³
Índice de Wobbe	11.300 kcal/m ³	12.470 kcal/m ³

Además del PCS e IW, se establecen límites para los gases inertes, punto de rocío, CO₂, O₂, H₂S, azufre total y contenido de agua.

Los límites establecidos en la normativa imponen ciertas barreras para la inyección de hidrógeno en las redes de gas natural debido a su menor poder calorífico. Estos antecedentes serán revisados en el subcapítulo siguiente de diagramas de intercambiabilidad (límites en artefactos domiciliarios).

Conclusiones de normativa nacional

- 1) Las instalaciones de transporte y distribución deberán cumplir a lo menos con la norma DS 280/2010 Transporte y Distribución de Gas de Red, además de

considerar otras normas o resguardos adicionales suficientes para la seguridad y operación de las instalaciones que utilicen mezclas con hidrógeno.

- 2) Las instalaciones interiores deben cumplir con la norma DS 66/2007 Instalaciones Interiores de Gas, además de considerar los factores específicos a considerar provenientes del contenido de H2 del gas y el blending debe cumplir también con los criterios de pertenencia a la 2° Familia.
- 3) El Blending debería cumplir la norma de GN NCh 2264/2014 Gas Natural Especificaciones, de modo de cumplir también con la denominación y las características del gas natural comercializado.
- 4) Sería preferible confirmar con la autoridad pertinente que la definición del gas natural no implica que esté solo compuesto de gases naturales que surgen del subsuelo, sino que se ajusta en este caso a la segunda definición que exige solamente que cumpla con los requerimientos técnicos de calidad especificados en la misma norma.

4.1.2 Normas extranjeras reconocidas internacionalmente aplicables a las redes de transporte y distribución de gas y su aplicación al blending GN/H2

ASME B31.8

Por disposición del DS 280/2009, para los aspectos técnicos de diseño, construcción, instalación, revisión de construcción y ensayos de redes de transporte y/o distribución de gas de red, se aplica el Código ANSI/ASME B31.8-2007, "Gas Transmission and Distribution Piping Systems", de los Estados Unidos de Norteamérica.

Este código cubre el diseño, la fabricación, la instalación, la inspección y las pruebas de las instalaciones que se usan para el transporte y la distribución de gas. Este código también cubre los aspectos de seguridad de la operación y del mantenimiento de estas instalaciones.

El alcance queda mejor especificado en la definición del término "gas" en la norma, como sigue: *"as used in this Code, is any gas or mixture of gases suitable for domestic or industrial fuel and transmitted or distributed to the user through a piping system. The common types are natural gas, manufactured gas, and*

liquefied petroleum gas distributed as a vapor, with or without the admixture of air". Es decir, para efectos de este código, es cualquier gas o mezcla de gases adecuada como combustible doméstico o industrial y que se transporta o distribuye al usuario mediante un sistema de tuberías. Los tipos más comunes son gas natural, gas manufacturado y gas licuado de petróleo que se distribuye como vapor, con o sin mezcla de aire.

En consecuencia, en forma implícita sería aplicable a mezclas de GN-H2. En este caso sería igualmente necesario analizar si existieran factores adicionales a considerar por la presencia de H2, así como su concordancia con otras normas que regulan el transporte de H2 por tuberías, y su uso.

ASME B31.12

Esta norma ASME B31.12-2014, "Hydrogen Piping and Pipelines", aplica a sistemas de tubería (piping), de hidrógeno gaseoso o líquido y a gasoductos que transportan hidrogeno gaseoso. También aplica a las instalaciones de H2 gaseoso y líquido, y a otras tuberías que conduzcan H2 gaseoso. No aplica a tanques ni a equipos.

Esta norma no aplica, entre otras restricciones, a las tuberías que conduzcan mezclas de gases con H2, en un porcentaje de H2 inferior al 10% en volumen.

Para el objetivo del estudio, esta norma sería aplicable cuando las mezclas contengan un 10% o más de hidrógeno.

Norma NFPA 2

Esta norma NFPA 2 "Hydrogen Technologies Code", aplica a la generación, instalación, almacenamiento, tuberías, uso y manipulación del hidrógeno en forma de gas comprimido (GH2), o de líquido criogénico (LH2). En su alcance no incluye los gasoductos de H2.

Esta norma no aplica, entre otras restricciones, a las tuberías que conduzcan mezclas de gases con H2, en un porcentaje de H2 inferior al 95% en volumen.

Por lo tanto, no sería aplicable al presente estudio ya que se contempla disponer de porcentajes más reducidos de H2 en el Blending de acuerdo a la experiencia y expectativas internacionales al respecto.

Normas internacionales para reutilización de tuberías de acero

Para la reutilización de tuberías de GN para mezclas GN-H2 o H2, es decir, poder utilizar las mismas redes de distribución de acero actualmente en servicio por las empresas de gas, los criterios generales a aplicar para evaluar esta reutilización o recalificación, según la normativa internacional y publicaciones sobre este tema son básicamente los siguientes:

- ✓ Evaluar el estado de la tubería, en cuanto al tipo de acero, certificados de fabricación, registros de su construcción, registro de inspecciones, mediciones y verificaciones periódicas realizadas y registros de reparaciones realizadas e inspección con pigs inteligentes.
- ✓ Evaluar la condición actual del trazado de la tubería, para verificar si la actual clasificación de zonas es coincidente con la clasificación considerada en las bases de diseño, aplicando para los cambios los criterios indicados en la norma B31.12 Tabla PL-3.6.1-1 Location Class respecto de las tensiones máximas permisibles (cuando se desea introducir porcentajes iguales o mayores al 10% de H2).
- ✓ Establecer la presión máxima de operación de la tubería en su nueva condición de uso.

Estas evaluaciones deben ser realizadas por un profesional calificado, con experiencia en el tema.

Entre las publicaciones más específicas acerca de la reutilización de tuberías, está la "Supplement to IGEM/TD/1 Edition 6 -Draft rev 5.0 Date 14/12/2020", de IGEM - Institution of Gas Engineers & Managers del Reino Unido, que aplica a las tuberías para transportar H2 o mezclas de H2 con otros gases.

Una de sus precisiones es que, si una mezcla contiene más de 10% de H2, la tubería debe ser evaluada igual que una tubería que transporte 100% de H2.

Otra de sus precisiones es que la experiencia histórica del efecto sobre los materiales del Gas de Ciudad con aproximadamente 50% de H2 no es aplicable

directamente porque también contenía aproximadamente 20% de CO, el cual inhibe la adsorción de H atómico.

Además, contiene un extenso y detallado procedimiento a aplicar para evaluar la reutilización de tuberías para H2 o mezcla de H2 con otros gases.

Este procedimiento incluye, entre otros puntos varios, la utilización de datos de daños y defectos que podría tener el gasoducto, provenientes de inspecciones con pigs inteligentes (“in line inspections”), para los siguientes requerimientos:

- i. La validación y confirmación formal que la condición del gasoducto, su integridad y los riesgos asociados están aceptables para la recalificación propuesta - ítem S13.2.2 (e)
- ii. La evaluación de los resultados del monitoreo de la condición del gasoducto y las acciones tomadas – ítem S13.2.4
- iii. La evaluación detallada de defectos existentes y su comportamiento futuro en base de cambios potenciales en el comportamiento del material.
La evaluación de fatiga incluyendo daño actual y daño futuro – ítem S13.2.5
- iv. La evaluación de la probabilidad de falla y frecuencia de fallas por el servicio nuevo – ítem S13.3.3

El hecho de que un gasoducto se haya diseñado con la norma B31.8, y que por el mayor margen de seguridad tomado por el diseñador original cumpla con el espesor solicitado por el B31.12, no significa que se pueda usar con hidrógeno pues se exigen varios otros aspectos de control relativos a la calidad de los materiales, a la fabricación y a la condición en que se encuentra el ducto, especialmente en lo relativo a su integridad y al sistema de protección frente a daño mecánico y a la corrosión.

Conclusiones de normativa internacional

- 1) La Norma ASME B31.8 es aplicable como un mínimo a sistemas de transporte y Distribución de GN, debiendo considerarse, además, los otros factores que surgen de la presencia de H2 en el Blending.

- 2) La Norma ASME B31.12 debería considerarse, aunque no estuviera referida por la normativa chilena vigente, cuando la composición del blending contuviese una proporción igual o superior al 10% de H2.
- 3) La Norma ASME B31.12. no hace diferencias entre distintos porcentajes de H2 cuando la composición del H2 en el gas es igual o mayor que el 10%.
- 4) A partir de los resultados anteriores, sería obligatorio utilizar porcentajes de H2 menores al 10% en volumen para poder utilizar gasoductos y redes de acero diseñadas y fabricadas de acuerdo a la Norma ASME B31.8.
- 5) Otra norma relativa a instalaciones de hidrógeno es la Norma NFPA 2, pero no sería aplicable porque no contempla los gasoductos y rige solo para altos contenidos de H2 en el Blending iguales o superiores al 95%.
- 6) Para la reutilización de tuberías de GN para mezclas de GN-H2 o H2, los criterios generales a aplicar consideran, entre otras cosas, la evaluación del estado de la tubería, en cuanto a su diseño y fabricación, su condición actual, para verificación del cumplimiento de la norma ASBE B31.12 y establecer la presión máxima de operación en su nueva condición de uso.

4.1.3 Normas chilenas para las instalaciones interiores de gas

DS 66/2007 Instalaciones interiores y medidores de gas

Esta normativa se aplica a las instalaciones interiores donde se utilice cualquier gas combustible de alguna de las familias de gases, es decir de la primera, segunda o tercera familia, conforme a la clasificación establecida en la norma chilena NCh 953/2006 gas de red.

Para el caso del uso de blending GN-H2, los aspectos principales a considerar en las instalaciones interiores de gas son la materialidad de las instalaciones, y las distancias de seguridad establecidas respecto de distintos elementos de los edificios.

Respecto de la materialidad, corresponde principalmente a las tuberías de conducción del gas, que usualmente son de cobre tipo L (Según NCh 951/2. Of 2005) y también de acero (Según ASTM A53 Sch 40). En ambos casos éstas no

presentan riesgos frente al blending, considerando que en el DS 66/2007 se establece que en las instalaciones interiores la presión máxima permitida para el cobre es de 1,4 bar y para el acero de hasta 2,0 bar.

Asimismo, como las piezas de tubería son del mismo tipo de material, y las uniones son soldadas, las uniones de las tuberías no presentan riesgos de fugas frente al blending,

En relación con las distancias de seguridad a elementos de los edificios, no hay normativa que considere el efecto de la mayor difusividad del H2. Este es un tema que requiere de mayor estudio.

4.1.4 Normas chilenas de ensayos de artefactos

Este análisis tiene por objetivo analizar las características de los artefactos de uso generalizado en los domicilios, como cocinas, calefones y estufas.

El adecuado funcionamiento de los artefactos a gas, especialmente respecto de su seguridad, está especificado en los protocolos de certificación de la SEC y en las normas referenciadas en ellos respecto de sus requisitos y de los ensayos para su verificación.

De acuerdo con lo anterior, los protocolos y normas de base aplicables son los siguientes:

- Protocolo SEC PC N° 7 de 18/06/2010 **“Artefactos de uso doméstico para cocinar que utilizan combustibles gaseosos”**, que para los ensayos de las cocinas referencia a la norma “NCh927.Of2007- Artefactos de uso doméstico para cocinar que utilizan combustibles gaseosos – Parte 1: Seguridad – General”.
- Protocolo SEC PC N° 6/1 de 30/11/2017 **“Calefones”**, que para los ensayos de los calefones referencia a las normas “NCh1938.Of2005 - Combustibles gaseosos - Artefactos de producción instantánea de agua caliente, para uso doméstico (calefones) - Requisitos generales de fabricación y seguridad, métodos de ensayo y marcas” y a la norma “UNE-EN 26 2016 Aparatos de producción instantánea de agua caliente para usos sanitarios que utilizan combustibles gaseosos”.

- Protocolo SEC PC N° 4/2 de 18/06/2010 “**Estufas conectadas a un conducto de evacuación de tiro natural que utilizan combustibles gaseosos**”, que para los ensayos de las estufas referencia a la norma “NCh2293.Of2009 - Artefactos de calefacción que usan combustibles gaseosos – Estufas conectadas a un conducto de evacuación de tiro natural”.

Los ensayos están diseñados para los artefactos que están fabricados y calibrados para utilizar el gas natural distribuido en Chile, cuyas características están especificadas en la norma chilena “NCh2264:2014 Gas natural – Especificaciones”.

Para los ensayos, los gases a utilizar están especificados en la norma “NCh953.Of2006 Artefactos de gas – Gases normales de ensayo – Clasificación y especificaciones”.

De acuerdo con esta norma, los gases combustibles se clasifican en tres familias, en función del Índice de Wobbe, según se indica en el siguiente cuadro:

Cuadro 8. Clasificación de los gases combustibles, NCh 953/2006

Familia y grupo de gas	Índice de Wobbe superior a 15°C y 1 013,25 mbar (MJ/m³)	
	Mínimo	Máximo
Primera familia ^{a)}		
- Grupo a	22,4	24,8
Segunda familia	39,1	54,7
- Grupo H	45,7	54,7
Tercera familia	72,9	87,3
- Grupo B/P	72,9	87,3
- Grupo P	72,9	76,8
- Grupo B	81,8	87,3
a) En Anexo B, Tabla B.1, se indican otros gases de la primera familia.		

En consecuencia, el gas natural especificado en la norma NCh2264/2014, donde la variación del Índice de Wobbe está comprendida entre 47,235 MJ/m³ y 52,125 MJ/m³, es un gas que corresponde a la segunda familia, grupo H.

A su vez, los artefactos pueden estar contruidos y calibrados para funcionar sólo con una familia de gas combustible (Categoría I), con dos familias de gas combustible (Categoría II), o con tres familias de gas combustible (Categoría III).

Un artefacto que según la norma NCh953.Of2006 se clasifica como de la categoría I2H⁶ significa que está diseñado para funcionar solamente con GN del Grupo H de la segunda familia, que corresponde mayoritariamente a la clasificación de los artefactos en uso con gas natural.

En dicha norma están establecidas las características de los gases de ensayo, como sigue:

Cuadro 9. Gases de ensayo para artefactos. NCh 953/2006

Familia y grupos	Gas de ensayo	Denominación	Composición en volumen ^{ci} %	W_i MJ/m ³	H_i MJ/m ³	W_s MJ/m ³	H_s MJ/m ³	d
Gases de la segunda familia								
Grupo H Gas Natural	Referencia	G 20	$CH_4 = 100$	45,67	34,02	50,72	37,78	0,555
	Límite de combustión incompleta y de depósito de hollín	G 21	$CH_4 = 87$ $C_3H_8 = 13$	49,60	41,01	54,76	45,28	0,684
	Límite de retroceso de llama	G 222	$CH_4 = 77$ $H_2 = 23$	42,87	28,53	47,87	31,86	0,443
	Límite de desprendimiento de llama	G 23	$CH_4 = 92,5$ $N_2 = 7,5$	41,11	31,46	45,66	34,95	0,586

Como se aprecia, para el ensayo de retroceso de llama se utiliza el gas de ensayo G 222, cuya composición en volumen es 77% de CH₄ y 23 % de H₂. La composición de este gas de ensayo tiene especial relevancia para el estudio en desarrollo por el alto contenido de H₂ que deben tolerar los quemadores sin que en la combustión se presente retroceso de llama.

4.2 Límites técnicos en la utilización del H2 en la infraestructura de distribución de GN: Fragilización en aceros

En el siguiente capítulo se presentarán algunos aspectos técnicos de la fragilización del acero (“*Brittlement*” en inglés) considerando el efecto que se produciría por la presencia de hidrógeno en las redes de gas natural.

⁶ I significa que puede funcionar solamente con gas de una familia. 2H significa que corresponde a la segunda familia, grupo H.

4.2.1 Teoría de la fractura frágil y de transición

Las características de la fractura frágil y de transición son las siguientes [1]:

- ✓ Propagación rápida de fracturas existentes a cierto nivel de tensiones menores al punto de fluencia del material sin llegar por lo tanto a la deformación plástica generalizada del material.
- ✓ Utiliza la energía elástica del material para su propagación.
- ✓ La fractura frágil se desarrolla sin deformación plástica generalizada en el material.
- ✓ La fractura de transición desarrolla deformación plástica, pero sólo en los bordes de la fractura que crece.
- ✓ El término fragilización es equivalente a la disminución de la resistencia a la fractura.

La expresión de la Ley de Hooke para la tensión uniaxial en el rango elástico es la siguiente:

$$\sigma = E \cdot \varepsilon \quad (1)$$

Ahora bien, la energía elástica almacenada por unidad de volumen en tensión uniaxial se puede calcular como $dw = \sigma d\varepsilon$, e integrando se obtiene:

$$w = \frac{\sigma^2}{2E} \quad (2)$$

Donde w es la energía almacenada por unidad de volumen, σ es la tensión uniaxial aplicada y E es el módulo de Young.

a) Fallas traspasadas

En la siguiente imagen se presentan dos casos de fallas iniciales traspasadas, es decir que pasan todo el espesor del material. En la izquierda se muestra una falla inicial central de largo $2a$. En la derecha hay dos fallas traspasadas y simétricas, cada una de largo a .

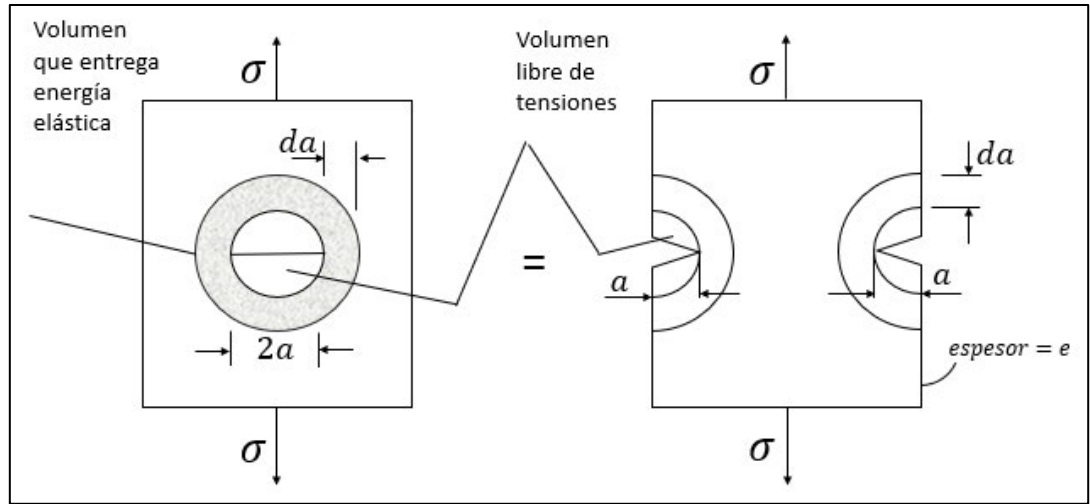


Figura 9. Representación de la condición de propagación de fallas [1].

Griffith (1921) planteó que una falla se propaga sólo si la energía elástica liberada es superior a la energía utilizada para abrir la falla. Así, la condición de fractura para ambos casos se obtiene igualando la energía requerida con la energía liberada:

$$2 \cdot da \cdot e \cdot s = 2\pi a \cdot da \cdot e \cdot \frac{\sigma_F^2}{2E} \quad (3)$$

Donde s es la energía requerida para abrir la falla por unidad de superficie de falla, e el espesor de pared y σ_f es la tensión que produce la fractura frágil o de transición.

Resolviendo lo anterior, la tensión de fractura será igual a:

$$\sigma_F = \sqrt{\frac{2 \cdot E \cdot s}{\pi \cdot a}} \quad (4)$$

b) Definición general de tenacidad a la fractura y de la intensidad de tensiones.

Para las fallas representadas en la Figura 9, se define la *tenacidad de la fractura* (k_c) como:

$$k_c = \sqrt{\pi \cdot a} \cdot \sigma_F = \sqrt{2 \cdot E \cdot s} \quad (5)$$

En las ecuaciones 6 y 7 se debe considerar que:

- Si es fractura completamente frágil, entonces: $s = \gamma$, que corresponde a la energía para separar dos capas de átomos por unidad de superficie, sin producción de deformación plástica.
- Si es fractura de transición, entonces: $s = (\gamma + p)$

Donde p corresponde a la energía plástica de formación por unidad de superficie. Generalmente esta deformación plástica se produce en las fracturas de transición y solo en una capa superficial vecina a la falla.

En general, la fórmula de **la tenacidad a la fractura** se define como:

$$k_c = D \cdot \sqrt{\pi \cdot a} \cdot \sigma_F \quad (6)$$

Donde D es un factor que depende de la geometría de la falla y del estado de tensiones.

La intensidad de Tensiones (k) se define con la misma ecuación 8, pero en lugar de σ_F se utiliza la tensión existente normal al plano de la falla.

c) Fallas no traspasadas

Existen también fallas penetrantes no traspasadas que se pueden originar por la propagación de fracturas frágiles o de transición, tal como se ilustra en la siguiente imagen:

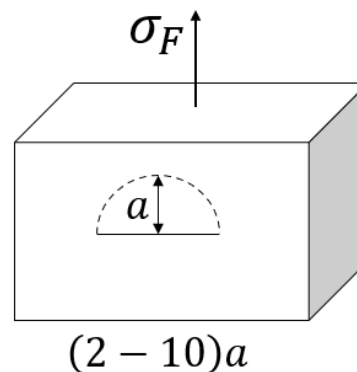


Figura 10. Representación de falla penetrante no traspasada

En este caso la tenacidad a la fractura es igual a ($D=1,1$):

$$k_c = 1,1 \cdot \sqrt{\pi \cdot a} \cdot \sigma_F \quad (7)$$

d) Fallas no traspasadas en estanques o tuberías a presión

En el caso de fallas no traspasadas longitudinales en estanques a presión, según la Figura 11, la tensión tangencial de fractura es:

$$\sigma_F = \frac{p_F \cdot r}{e} \quad (8)$$

Donde p_F corresponde a la presión de fractura. Reemplazando este valor en la Ecuación 9, se tiene:

$$\sqrt{a} \cdot p_F = \frac{k_c \cdot e}{1,1 \cdot \sqrt{\pi} \cdot r} = \text{constante} \quad (9)$$

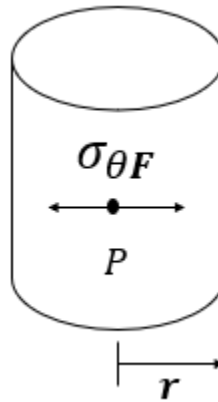


Figura 11. Representación de estanque cilíndrico con presión interior P

Esta relación se representa en la siguiente figura, donde se muestra uno de los objetivos de una prueba de presión, el cual es detectar las fallas no traspasadas, asegurando una vida mínima del estanque. Esta vida queda expresada en el avance máximo de la falla por ciclo de tensiones (fatiga), antes de la fractura rápida, ya sea de tipo frágil o de transición.

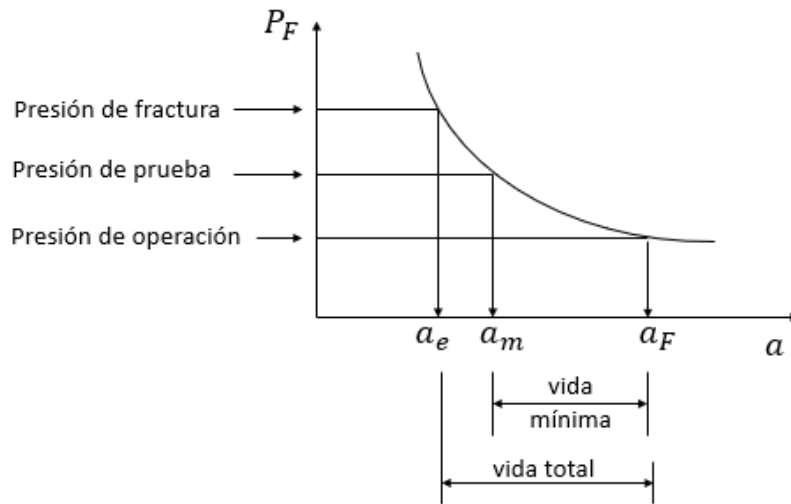


Gráfico 2. Variación de la presión necesaria para traspasar una falla, en función de la profundidad de la falla previa.

En la figura, a_e es el tamaño de la falla existente inicialmente, a_m es el tamaño máximo posible de la falla para una presión de prueba correspondiente y a_F es el tamaño de la falla que produciría la fractura a la presión de operación.

4.2.2 Propagación de fallas por fatiga en materiales no dúctiles. Definición y relación experimental

La Ley de Paris, también conocida como ecuación de Paris-Erdogan, representa el crecimiento de una falla por fatiga de ciclado lento. En los experimentos se determinó que la tasa de crecimiento de la falla es una función del rango de intensidad de tensiones, en un ciclo de tensión. Así, la razón de crecimiento de la falla es aproximadamente igual a:

$$r = \frac{da}{dN} = F \cdot \Delta k^m \quad (10)$$

Donde $\Delta k = k_{max} - k_{min}$ durante el ciclo de tensiones, F y m son factores experimentales que dependen del tipo de material y otros elementos corrosivos que existan en el gas como H₂S o agua de mar, entre otros.

En la práctica se pueden también utilizar resultados experimentales directos.

4.2.3 Conclusiones

1. La presencia de hidrógeno disminuye la tenacidad a la fractura del acero⁷ y aumenta la velocidad de propagación de la falla por fatiga por ciclado de tensiones. Este fenómeno se acelera cuando se reúnen las siguientes condiciones:
 - ✓ Aumento de la presión.
 - ✓ Variación de la presión
 - ✓ Mayor concentración del hidrógeno
 - ✓ Se utilizan aceros menos dúctiles y/o con mayor punto de fluencia.
2. La presencia del hidrógeno no afecta la fragilización del material ni la velocidad de apertura de fallas cuando:
 - ✓ El porcentaje de hidrógeno es igual o menor al 10% en la mezcla con gas natural [5].
 - ✓ Afecta aún en menor medida cuando los aceros son dúctiles. En ensayos simulando condiciones de operación reales, estos mostraron que hasta un 25% de H2 sería aceptable para un X70 e incluso 50% sería aceptable para un X52 [6].
3. Debido a lo anterior y sólo para estimar los costos que pudiera tener una adaptación al blending con H2 de las tuberías de acero instaladas de acuerdo a la norma B31.8, se considerará que:
 - ✓ Redes primarias y secundarias en acero dúctil, ($p \geq 10$ bar y $\text{acero} \leq \text{X50}$), requieren recalificación, lo que exige a su vez:
 - Inspección y corrección de fallas agudas existentes detectadas utilizando ultrasonido.
 - Mayor frecuencia de controles de avance o aparición de fallas.
 - ✓ Redes terciarias con $p \leq 6$ bar en acero dúctil y diámetro menor a 8", sólo requieren pruebas de hermeticidad.

⁷ Es importante mencionar que, efectivamente la fractura del acero es una posibilidad, cuando la falla crece hasta su dimensión crítica combinada con la reducción de su tenacidad a la fractura (K_{IC}), ambas producidas por la presencia de porcentajes de H2 dentro de la tubería.

- ✓ Verificación detallada del cálculo de acuerdo a la norma B31.12 y utilizando adicionalmente la mecánica de la fractura.

4.2.4 Referencias

- [1] Vial C., Negroni F. (1999). Mecánica de la plasticidad para ingenieros, Ediciones PUC.
- [2] Lam, P. S., Sindelar, R. L., Duncan, A. J., & Adams, T. M. (2009). Literature survey of gaseous hydrogen effects on the mechanical properties of carbon and low alloy steels. Journal of pressure vessel technology, 131(4).
- [3] Barthelemy, H. (2011). Effects of pressure and purity on the hydrogen embrittlement of steels. International journal of hydrogen energy, 36(3), 2750-2758.
- [4] Gupta, R. B. (Ed.). (2008). Hydrogen fuel: production, transport, and storage. Crc Press.
- [5] Marcogaz (2021). Overview of available test results and regulatory limits for H2 admission into existing natural gas infrastructure and end uses.
- [6] Hodges, J. P., Geary, W., Graham, S., Hooker, P., & Goff, R. (2015). Injecting hydrogen into the gas network-A Literature Search: Prepared by the Health and Safety Laboratory for the Health and Safety Executive.

4.3 Límites técnicos en la utilización del H2 en la infraestructura de distribución de GN: Redes de Polietileno (PE)

Las redes de Polietileno (PE) están presentes en prácticamente todas las zonas de concesión de gas natural en Chile. Éstas se comenzaron a instalar en Chile desde hace aproximadamente dos décadas debido a su menor costo de inversión y mantención, en comparación con las redes de acero. Sin embargo, su aplicación se limita a redes de media y baja presión.

De acuerdo a información de la Asociación Técnica de Distribuidores de Gas en Europa, Marcogaz, en distribución de media y baja presión, las redes de polietileno (sólo tubería) admitirían grandes porcentajes de H2 sin tener que realizar adaptaciones en la infraestructura. Así, los porcentajes que indica podrían llegar eventualmente a la

distribución del 100% de H₂, sin embargo, aún no existen prácticas internacionales que den cuenta de aquello. De hecho, la experiencia del proyecto de HyDeploy en Inglaterra, que es uno de los primeros proyectos prácticos en el mundo sobre inyección de H₂, sólo se ha limitado a analizar los efectos del blending considerando hasta un máximo de 20% de H₂, concluyendo que no existen problemas en las redes de polietileno en baja presión [1].

Sin perjuicio de lo anterior, se debe considerar la posibilidad de una mayor probabilidad de fuga, dada la mayor permeabilidad del H₂ en las redes de polietileno. En redes de polietileno, las fugas por permeabilidad del combustible se relacionan directamente con su coeficiente de permeabilidad. En general, este coeficiente puede ser determinado en función del coeficiente de difusión, el que describe la facilidad con que un gas puede migrar a través de la membrana, y el coeficiente de solubilidad (que describe termodinámicamente la cantidad de gas que puede ser retenido por la membrana a una cierta presión).

Sin embargo, a pesar de que el coeficiente de permeabilidad del H₂ es mayor que el del gas natural, el programa de la Agencia Internacional de Energía (EIA por sus siglas en inglés) realizó experimentos, agregando un 17% de H₂ en las redes de gas natural, estimando que la pérdida fue de solo 0,0005% del H₂ transportado, considerándolo insignificante [2].

Por su parte, el Department of Energy and Mining de South Australia [3] indica que agregar entre un 10% a 20% de H₂ al gas natural no produciría aumento de importancia en las cifras de pérdidas por permeabilidad del gas natural, produciendo pérdidas insignificantes desde el punto de vista económico.

De esta manera, es importante analizar los límites máximos de H₂ recomendados para los elementos de la red de distribución (además de la tubería propiamente tal), los que se describen en el siguiente subcapítulo.

4.3.1 Conclusiones

1. Si bien estudios internacionales señalan que el PE podría soportar hidrógeno puro (100%), en la práctica sólo existen experiencias piloto cuyos porcentajes máximos de H₂ son de un 20%.
2. Si bien el coeficiente de permeabilidad del H₂ es mayor que el del gas natural, experimentos internacionales concluyen que las pérdidas para blending de 10% a 20% son insignificantes.

4.3.2 Referencias

[1] Isaac, T. (2019). HyDeploy: The UK's first hydrogen Blending deployment project. Clean Energy.

[2] Melaina, M. W., Antonia, O., & Penev, M. (2013). Blending hydrogen into natural gas pipeline networks: a review of key issues.

[3] Council, C. E (2018). Hydrogen in the gas distribution networks. Department of Mines and Energy, Government of South Australia.

4.4 Límites técnicos en la utilización del H2 en la infraestructura de distribución de GN: Efectos en la medición y contabilización del gas

El presente subcapítulo está destinado a estudiar los efectos que tendría en la medición y cobranza el agregar hidrógeno en la composición del gas natural actualmente utilizado en el país.

De la revisión de la literatura y de las prácticas utilizadas en la distribución de gas natural se han individualizado cuatro aspectos de importancia que las empresas suministradoras y distribuidoras deberían considerar. Estos son:

1. Efectos en la medición del volumen de gas,
2. Su conversión a unidades de volumen estándar,
3. La medición del poder calorífico del gas por metro cúbico estándar y
4. La corrección de acuerdo con la variación de este poder calorífico a ser aplicada a la facturación de los clientes individuales.

4.4.1 Medición de volumen. Características generales de los medidores

En la industria del gas se utilizan distintos tipos de medidores, que se seleccionan atendiendo a las características del producto a medir y a sus condiciones de presión y temperatura. Los más usados son los medidores de flujo volumétrico porque miden directamente el flujo, a la presión y temperatura del gas medido, los que según su tecnología de funcionamiento se clasifican en medidores de Membrana o diafragma, de Lóbulos y de Turbina.

Como todos son de flujo volumétrico, por esta característica sus registros de volumen del flujo no resultan alterados por variaciones de la composición del gas

y de sus propiedades, como la densidad y la viscosidad, siempre que operen en los rangos de diseño del equipo respecto a presión y temperatura.

Medidores de membrana o diafragma

Son utilizados mayoritariamente para medir los consumos de gas en baja presión a los domicilios y al comercio menor, debido especialmente a su bajo costo, facilidad de montaje, requerir poco mantenimiento, y alta precisión.

En estos medidores la propia presión del gas produce el llenado y vaciado alternativo de dos cámaras expandibles, que transmiten sus desplazamientos a un mecanismo que hace girar las ruedas del totalizador o integrador, donde queda registrado el volumen de gas suministrado.

Medidores de lóbulo

Estos medidores de lóbulos miden el flujo volumétrico del gas que pasa por el medidor, atrapándolo repetidamente con partes giratorias que miden el volumen. Estos medidores para gas son de helicoides rotatorios, los que transmiten la rotación a mecanismos de engranaje conectados al totalizador o integrador.

Los medidores rotativos de lóbulos se utilizan para presiones mayores y capacidades nominales desde 20 m³/h hasta 650 m³/h.

Medidores de turbina

Los medidores de turbina utilizan la energía mecánica del fluido para hacer girar un rotor instalado en el conducto del flujo. La velocidad de rotación de este rotor es directamente proporcional a la velocidad del fluido que se desplaza a través del medidor. Los medidores de turbina se utilizan para presiones mayores y para capacidades nominales desde 50 m³/h hacia arriba.

Los correctores de los medidores de turbina, que convierten automáticamente los volúmenes medidos a m³ estándar, pueden resultar levemente alterados por las variaciones de la densidad del gas, pero es posible ajustarlos a las nuevas características del gas siempre que su composición no presente variaciones considerables respecto a su ajuste inicial [1].

Experiencia internacional

Revisada la oferta de medidores en el mercado internacional, existen diversos medidores de diafragma de tipo estándar que son aptos para operar con distintos tipos de gases no agresivos, como GN, GLP, H2 y Helio, entre otros [2].

Debido a lo anterior sería necesario, en todos los casos, confirmar con los fabricantes si los distintos tipos de medidores mantienen su garantía al usarse con mezclas de hidrógeno.

La Asociación Técnica de la Industria del Gas Natural en Europa (Marcogaz), en su estudio publicado durante el 2023, establece que no existirían problemas en los medidores volumétricos para inyecciones de H2 hasta los %, indicados en la siguiente figura:

[%] de H2 en gas natural		2	5	10	15	20	25	30	40	50	60	80	100
Elemento	Convertidor de volumen (Corrector)												
	Medidor de turbina												
	Medidor de desplazamiento rotativo												
	Medidor ultrasónico												
	Medidor de diafragma												
	Sin problemas significativos según la literatura												
	Modificaciones u otras medidas son necesarias												
	Información insuficiente respecto al impacto del hidrógeno												
	Literatura en conflicto, se requiere clarificación en base a más investigación y desarrollo												
	Técnicamente factible, modificaciones significativas y/o reemplazo de componentes												

Figura 12. Porcentajes máximos de inyecciones de H2 en la red de gas natural en los medidores volumétricos. Elaboración propia en base a [3].

Es importante mencionar que los análisis y conclusiones señaladas por Marcogaz, respecto a los límites máximo de % de H2 en medidores volumétricos, se basan en la determinación de posibles fallas en la medición, y no en la compatibilidad con materiales.

Por otro lado, el estudio denominado “Study of the effect of addition of hydrogen to natural gas on diaphragm gas meters” realizó ensayos experimentales para medidores de gas tipo diafragma G4, que son los más utilizados en Polonia, donde se probaron en blending hasta 15% de H2 en volumen, concluyendo lo siguiente [4]:

- ✓ No se encontraron diferencias en la medición del gas en mezclas con hasta 15% de H2 respecto al gas natural puro.
- ✓ No se observaron daños que pudieran comprometer la seguridad operativa.
- ✓ Los medidores de gas permanecieron herméticos luego de las pruebas.

4.4.2 Cálculo del volumen estándar. Correctores

Cuando la medición de los gases se hace a presiones medias y altas, como es el caso de medidores de turbina para clientes industriales, es práctica normal convertir estas mediciones a volumen estándar a 1 Atm y 15°C. Para esto se mide en forma continua la presión y temperatura del gas. Con estos datos el corrector calcula y registra los metros cúbicos estándar correspondientes (m3S). Estos correctores generalmente asumen un peso molecular medio del gas natural. En este caso la exactitud pudiera ser menos segura en especial para concentraciones de hidrógeno superiores al 10% [5].

Sin embargo, estos aparatos pueden recalibrarse si el porcentaje de hidrógeno es conocido y no varía significativamente en el tiempo.

Alternativamente y para grandes consumos (grandes industrias o plantas de generación), se requeriría el uso de medidores de masa del flujo y Cromatógrafos de Gases de Proceso, lo que encarecería mucho el sistema.

4.4.3 Medición del poder calorífico. Análisis de la composición y cromatógrafo de gases

Los cromatógrafos de gases se usan normalmente para determinar la composición del gas y su poder calorífico. Generalmente se utilizan en los puntos de entrega granel, es decir a la entrada y salida de gasoductos y de entrega a distribuidores de gas de red.

Usualmente estos cromatógrafos pueden ser recalibrados para la medición de porcentajes de hidrógeno de hasta un 5 % aproximadamente.

Para porcentajes de hidrógeno mayores, éstos deben ser reemplazados por Cromatógrafos de gas de proceso (Process Gas Chromatographs, PGC), que usen

Argón u otro gas distinto del Helio que usan los cromatógrafos normalmente en uso [5].

4.4.4 Aplicación del poder calorífico a la facturación de los clientes

Es la práctica usual de los distribuidores de gas el corregir los volúmenes standard entregados a los clientes por un factor que represente el mayor o menor poder calorífico del gas entregado durante el período de facturación.

En la facturación se supone que la tarifa por metro cúbico de gas estándar corresponde a una entrega de calor potencial, o sea con un Poder calorífico Superior o PCS por m³ estándar suministrado. Por ejemplo, en el caso de las industrias de la RM se ha supuesto un PCS = 9300 kcal/m³S de gas. Este es un valor medio muy aproximado al valor real del metro cúbico standard distribuido. Sin embargo, cuando el promedio del PCS de un mes resulta diferente, se corrigen los m³S por el cociente entre el PCS promedio real y el valor base de 9.300 kcal/m³S. De esta manera se cobra por m³ equivalente exactamente a 9.300 kcal/m³eq, lo que equivale a cobrar por el calor potencial realmente entregado y que corresponde al valor estándar requerido por la nueva normativa del gas de red para el gas natural.

Para que este cálculo resulte equilibrado y justo para los clientes que consumen distintos volúmenes a lo largo del mes se requiere que los PCS varíen poco durante el mes de facturación. Esto a su vez sugiere que los porcentajes de hidrógeno contenidos en el gas natural entregado a la distribución fueran relativamente uniformes a lo largo del tiempo.

4.4.5 Posibles riesgos y distorsiones de medición por fugas en válvulas y otras piezas de las conexiones del equipo de medida

Válvulas

Los requisitos de estanquidad de las válvulas de bola para baja y media presión, están establecidos en el protocolo SEC PC22, el cual referencia a la norma europea UNE-EN 331:2016 Llaves de obturador esférico y de macho cónico, accionadas manualmente, para instalaciones de gas en edificios. Aplica a las instalaciones interiores de gas y también es empleado por las empresas distribuidoras de gas a las válvulas de servicio de los empalmes.

En la versión actual, vigente desde 2022, el protocolo referencia totalmente acerca de los requisitos a la norma UNE-EN 331:2016.

En el ámbito internacional, Marcogaz señala en el estudio publicado durante el 2023, ya citado, que no existirían problemas en mantener las actuales válvulas para uso con blending de hasta 10% de H2, y para los reguladores de presión y válvulas de seguridad hasta un blending de 30% de H2.

4.4.6 Conclusiones y recomendaciones

- 1) No existen problemas de medición con los medidores volumétricos normalmente disponibles en el mercado internacional, hasta porcentajes de hasta 20%, con excepción de los medidores ultrasónicos, que aceptarían hasta un 10% de H2.
- 2) Deben verificarse con los fabricantes que los medidores no tengan problemas por la acción del hidrógeno sobre los materiales utilizados en su fabricación como sería el caso de la consulta específica realizada.
- 3) Los correctores industriales para medición de los volúmenes estándar deben recalibrarse para porcentajes de hasta 5% de blending. Para inyecciones mayores de H2 deben ser sustituidos.
- 4) Los cromatógrafos de gas utilizados deben ser reemplazados, o hacerle importantes modificaciones y reemplazo de componentes.

4.4.7 Referencias

[1] Research Report Identifying the commercial, technical, and regulatory issues for injecting renewable gas in Australian distribution gas networks. Page 28. Prepared for Energy Networks Australia. July 2017.

[2] Contadores de membrana Kromschroeder según UNE 1359. APQ Barcelona.

[3] Marcogaz (2023). Overview of available test results and regulatory limits for H2 admission into existing natural gas infrastructure and end uses. 2do version.

[4] Jaworski, J., Kułaga, P., & Blacharski, T. (2020). Study of the effect of addition of hydrogen to natural gas on diaphragm gas meters. Energies.

[5] Council, C. E (2018). Hydrogen in the gas distribution networks. Department of Mines and Energy, Government of South Australia.

4.5 Límites técnicos en la utilización del H2 en clientes domiciliarios: Desarrollo de diagramas de intercambiabilidad aplicable a artefactos residenciales.

El objetivo específico de este capítulo es analizar a base de los diagramas de intercambiabilidad, basados a su vez en resultados experimentales internacionales y en la normativa vigente de artefactos domiciliarios, los efectos que tendría en los artefactos chilenos utilizar gas natural con diversos contenidos de hidrógeno. En este apartado sólo se encuentra un resumen con la información técnica principal. El análisis completo se encuentra en el “Anexo 1. Límites técnicos en la utilización del H2 en clientes domiciliarios.

4.5.1 Normas chilenas y argentinas de calidad del gas natural

La norma chilena de calidad del gas natural a ser distribuido (NCh 2264/2014) fue tomada de la norma argentina de gas natural para la entrega de gas natural por gasoductos, ya que en ese momento no existía otra posibilidad de abastecimiento de gas. En el Cuadro 10 se indica también la norma argentina ENARGAS para entrega a clientes, la que resulta prácticamente idéntica.

Cuadro 10. Límites aceptables de gas natural [1,2]

Características	Unidad de Medida (4)	Límites		Límites	
		NCh2264:2014		Reglamento ENARGAS (3)	
		Máx.	Mín.	Máx.	Mín.
1 Poder calorífico superior :	kJ/m^3	42 635	36 995		
	(kcal/m^3)	(10 200)	(8 850)	(10.200)	(8.850)
2 Índice de Wobbe	kJ/m^3	52125 ⁵⁾	47.235		
	(kcal/m^3)	(12 470) ⁶⁾	(11 300)	(12.470)	(11.300)
3 Densidad relativa	-	informar		No especifica	
4 Gases inertes, total	% (V/V)	4		4,5	
5 Punto de rocío de hidrocarburos	°C	-4 máx. a 5 500 kPa abs.		-4 a 5 500 kPa abs.	
6 Dióxido de carbono (CO_2)	% (V/V)	2		2,5	
7 Oxígeno (O_2)	% (V/V)	0,2		0,2	
8 Sulfuro de hidrógeno (H_2S)	mg/m^3	5,7		3	
9 Azufre total :	mg/m^3	35 ¹⁾		15	
	mg/m^3	65 ²⁾		No especifica	
10 Agua	mg/m^3	65		65	

1) Antes de la adición de odorante.

2) Después de la adición de odorante.

3) Para suministro a consumidores.

- 4) Sm^3 significa m^3 estándar a 15°C y una atmósfera de presión.
- 5) Equivalente a $54,99 \text{ MJ/Nm}^3$.
- 6) Equivalente a 13.155 kcal/Nm^3 .

Debe hacerse notar que la norma chilena DS 66/2007 para Instalaciones Interiores de Gas de Red define los límites del Índice de Wobbe del gas natural en un rango ligeramente más amplio que la definición de la NCh 2264, es decir 13.065 y 9.344 kcal/m^3 .

Por otra parte, los fabricantes de artefactos a gas deben cumplir la norma NCh 927/1. Of2007- “Artefactos de uso doméstico que utilizan combustibles gaseosos”, la que define y exige que los artefactos deben operar satisfactoriamente con un gas natural de referencia (G 20), y con tres gases de comportamiento extremo para comprobar la limpieza de la combustión (G21), la ausencia de retroceso o retorno de la llama (G22), o de desprendimiento o soplado de la llama (G23). Estos son los posibles cuidados que deben tomarse en la operación y manejo de estos artefactos.

La composición de los gases de ensayo y sus características principales a base del poder calorífico superior (s) e inferior (i), son las que se indican en el cuadro siguiente:

Cuadro 11. Gases normales de ensayo según NCh 953 of. 2006 [3,4].

Familia y grupos	Gas de ensayo	Denominación	Composición en volumen ⁽¹⁾ %	W_i MJ/m ³	H_i MJ/m ³	W_s MJ/m ³	H_s MJ/m ³	d
Gases de la segunda familia								
Grupo H Gas Natural	Referencia	G 20	$\text{CH}_4 = 100$	45,67	34,02	50,72	37,78	0,555
	Límite de combustión incompleta y de depósito de hollín	G 21	$\text{CH}_4 = 87$ $\text{C}_3\text{H}_8 = 13$	49,60	41,01	54,76	45,28	0,684
	Límite de retroceso de llama	G 222	$\text{CH}_4 = 77$ $\text{H}_2 = 23$	42,87	28,53	47,87	31,86	0,443
	Límite de desprendimiento de llama	G 23	$\text{CH}_4 = 92,5$ $\text{N}_2 = 7,5$	41,11	31,46	45,66	34,95	0,586

La comercialización internacional de artefactos a gas se inició antes que la utilización masiva del Gas Natural. Esto exigió que los artefactos estuvieran

diseñados y probados para un rango de Índices de Wobbe que cubriera la gran mayoría de los gases naturales distribuido en los distintos países.

En Chile las recomendaciones internacionales para ensayo de artefactos fueron aprobadas e incluidas en la normativa nacional tempranamente por la SEC hace más de 20 años. Por este motivo los artefactos a gas natural producidos en el país o importados, debieran soportar los ensayos de combustión exigidos en el cuadro anterior.

4.5.2 Análisis teórico – práctico de la intercambiabilidad de gases para artefactos domiciliarios

Metodologías aplicadas para la determinación de la intercambiabilidad de gases combustibles

El Índice de Wobbe es definido en 1925 y es un índice de intercambiabilidad de gas utilizado para artefactos de gas domiciliario que usan quemadores de tipo atmosférico. El Índice de Wobbe hoy en día incluye más factores como índices de retorno de soplado de la llama o combustión no higiénica, y es reconocido mundialmente como uno de los factores más importantes y recomendados respecto a la Intercambiabilidad de gases.

El método desarrollado por Delbourg y Lafon [5,6], utilizado por Gaz de France, es un estudio teórico y experimental plenamente aceptado, publicado originalmente en el año 1971, el que se ha incluido en la norma ISO 13686: 2013 en su anexo informativo G [7]. Este método utiliza dos índices: el Índice de Wobbe corregido (W) que representa la entrega de calor desarrollado por el quemador y el potencial de combustión (C) que representa y es función de la velocidad de propagación de la llama. Este método tiene la ventaja de que conceptualmente está basado en la física aplicada y además en extensos ensayos de laboratorio y es el que se utilizará como base para el presente estudio. Este método se aplica a los quemadores atmosféricos sin sistemas de control, los que serían los más afectados en caso de un cambio del gas, los que a su vez son los de uso doméstico y comercial [5,6].

Principios básicos de la intercambiabilidad de gases combustibles

- **Definiciones y generalidades**

Dos gases son intercambiables cuando éstos se comportan de la misma forma segura y estable en un mismo quemador operando a iguales presiones. Existen tres familias de gases, cuyos gases no son intercambiables entre ellas, salvo modificación de los quemadores y/o de las presiones de suministro. Estas son:

- ✓ Primera Familia: Gases de ciudad
- ✓ Segunda Familia: Gases Naturales
- ✓ Tercera Familia: Gases Licuados

Dentro de cada familia los gases pueden variar su composición y este factor plantea el problema de intercambiabilidad más común.

El tipo de quemador más utilizado en artefactos domésticos es el quemador atmosférico, el que induce la entrada del aire exterior por arrastre producido por el gas a presión saliendo del inyector produciéndose una premezcla de gas-aire primario, el que se quema a la salida del quemador donde utiliza además un aire secundario tomado del entorno. El análisis de intercambiabilidad que se desarrolla a continuación se concentrará en este tipo de quemador. Este quemador es el utilizado básicamente en cocinas, calefones y estufas y se representa en la Figura 13.

A su vez este quemador presenta las principales dificultades para la intercambiabilidad de los gases. Por este motivo al resolver la intercambiabilidad en un quemador atmosférico utilizado en artefactos domésticos, queda también resuelta la intercambiabilidad en los quemadores industriales de tipo atmosférico y con mayor razón de aquellos con sistemas de control de la combustión [5].

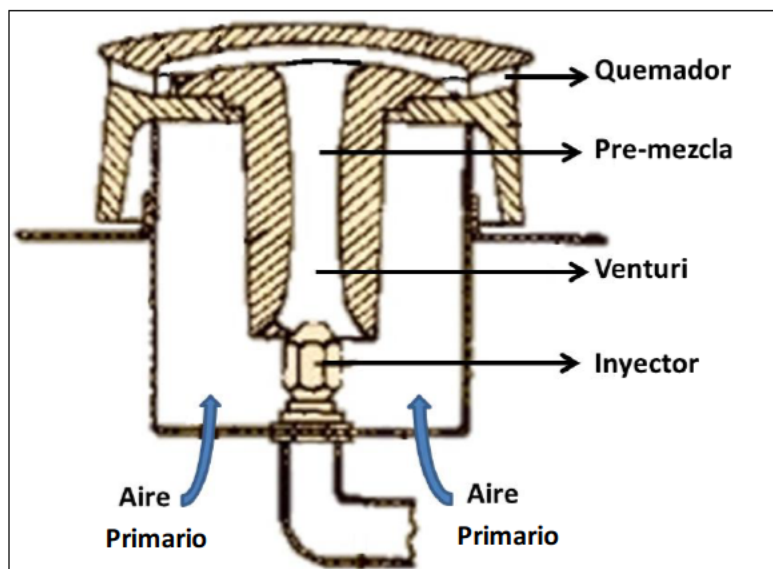


Figura 13. Quemador atmosférico

- **Estabilidad de la llama**

Una llama inestable puede presentar dos tipos de problemas que dependen de la velocidad de inflamación de las premezclas gaseosas y de la velocidad de salida del gas de premezclado.

- ✓ Si la velocidad de llama disminuye más allá de cierto límite, la llama puede desprenderse del quemador y eventualmente soplarse e incluso apagarse. Esto sería muy peligroso en artefactos domésticos no dotados de sistema de corte de suministro de gas frente a una falla de la llama.
- ✓ Si la velocidad de llama aumenta más allá de cierto límite y/o la velocidad del flujo de gas disminuye, la llama puede entrar al quemador, apagándose, lo que es muy peligroso o encendiéndose el gas a la salida del inyector.

Por lo tanto, para un quemador dado y calibrado a cierta presión de referencia, los aumentos o disminuciones de la velocidad más allá de ciertos límites pueden producir desprendimientos o entrada de la llama hasta el inyector.

Para controlar y prevenir estos fenómenos, Delbourg y Lafon de Gaz de France definieron una característica del gas que denominaron Potencial de Combustión C , el que a su vez es función de la velocidad de propagación de la llama, el que se puede calcular a base del análisis del gas natural.

4.5.3 Curvas límites de combustión satisfactoria de un quemador

Diagramas básicos de intercambiabilidad del gas natural

Cada uno de los eventuales problemas de combustión en quemadores atmosféricos, define condiciones o curvas límites, las que son, en resumen [5,6]:

- ✓ Combustión incompleta, o generación de CO más allá de lo normal asociado a un mayor valor de W .
- ✓ Alejamiento de la llama del orificio del quemador y su eventual posterior soplado y apagado, asociado a una menor velocidad de la llama.
- ✓ Retorno de llama dentro del quemador y su probable apagado o encendido de la llama en el orificio del inyector a la salida del gas, asociado a una mayor velocidad de la llama.

El diagrama de intercambiabilidad para un quemador dado operando a una presión fija y ajustada a un gas de referencia conocido es como el que se indica en el gráfico siguiente [6]:

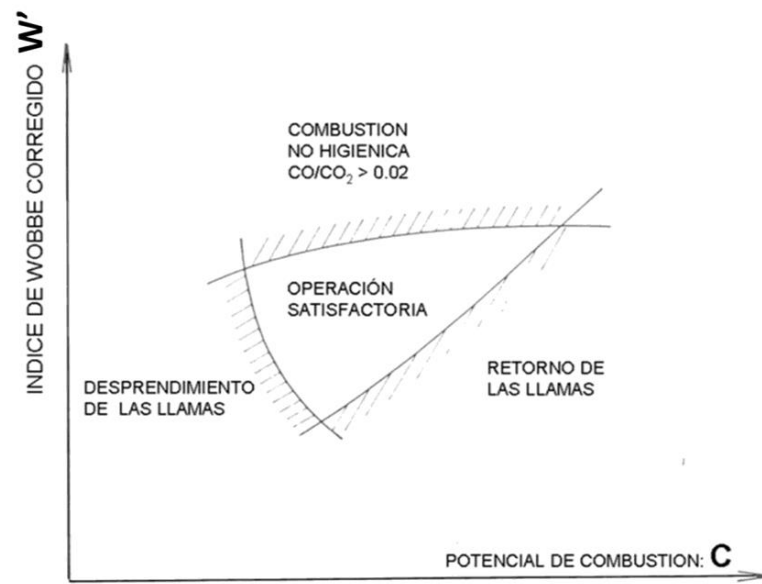


Gráfico 3. Diagrama base de intercambiabilidad de gases

Nota: Las estufas tienen quemadores especiales que les permiten cumplir con razones de CO/CO_2 mucho menores que 0,02.

4.5.4 Aplicación del estudio de las curvas límites de combustión al caso chileno

Diagrama de intercambiabilidad aplicada a los artefactos chilenos

De acuerdo con los resultados experimentales desarrollados [6], el área admisible aplicada al caso chileno utilizando como gas de referencia al CH_4 es el que se indica en el gráfico siguiente.

En el gráfico siguiente se indica además, la ubicación de:

- Los gases de ensayo de la norma.
- Los límites máximos y mínimos de W' calculados a partir de los valores del de la norma chilena W indicados en la norma chilena.

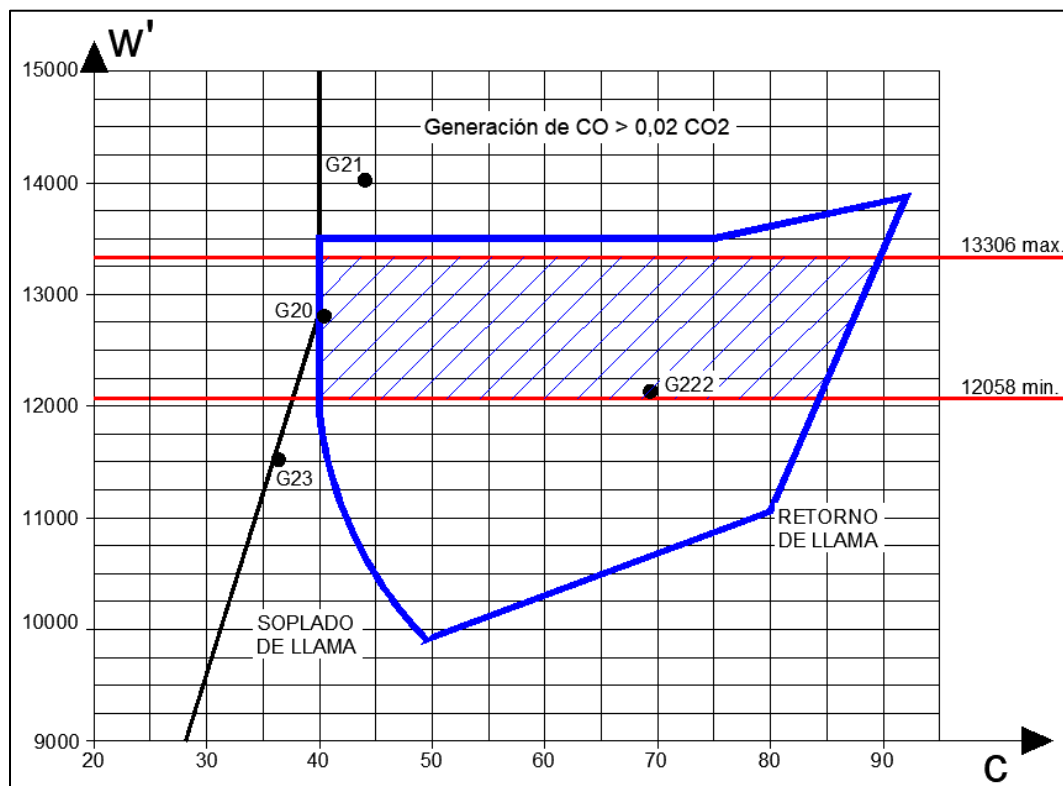


Gráfico 4. Curvas límites de intercambiabilidad del NCh 226 y gases de ensayo.

Se observa que la norma NCh 2264 es más estricta que lo que requiere el diagrama de intercambiabilidad. La zona de aprobación de un gas, considerando el área de cumplimiento técnico y la normativa, se muestra como la zona achurada.

Se observa que los tres gases de ensayo indicados quedan cerca o fuera del área definida como factible en el diagrama de curvas límites, lo que es adecuado para verificar correctamente la seguridad de los artefactos cuando se utilizan gases del interior del diagrama de intercambiabilidad.

En el gráfico siguiente se posiciona en el diagrama de Intercambiabilidad chileno a un gas natural liviano y con contenidos de H₂ de 0%, 5%, 10% 15% y 20%. Los puntos se marcan con un círculo oscuro.

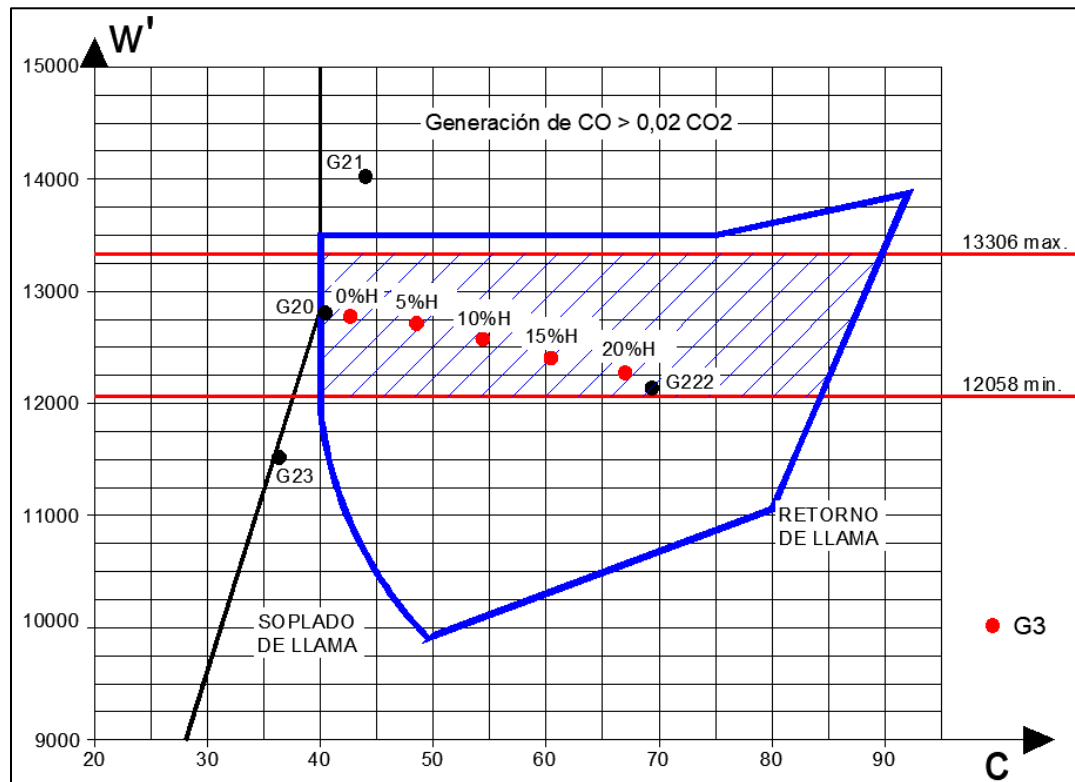


Gráfico 5. Curvas límites de intercambiabilidad, límites del NCh 2264, gases de ensayo y gas natural liviano con varios contenidos de H₂.

Se observa que el gas liviano tiene un alto contenido de metano CH_4 , por lo que queda muy cerca del gas de ensayo para calibración de artefactos, el G20. Luego se desplaza hacia la derecha y hacia abajo a medida que aumenta su contenido de H₂, y sin salirse del área de aprobación.

De acuerdo con lo anterior todas estas mezclas de Hidrógeno con el gas liviano serían aceptables por quedar en el espacio achurado y no tendrían problemas de combustión no higiénica ($CO > 0,02 CO_2$), ni de retorno ni de soplado de llama y

tendrían una entrega de calor en el quemador del artefacto dentro de los límites establecidos y representados por el máximo y el mínimo del Índice de Wobbe establecido por la norma chilena.

Sin embargo, ese no sería el caso en relación con la exigencia de un Poder Calorífico Superior (PCS) mínimo que también establece separadamente la norma NCh 2264 en 8.850 kcal. De hecho, una proporción mayor al 6,6% de H₂ ya presentaría un PCS menor a la exigida por la norma para el caso de un gas natural liviano.

De acuerdo con lo anterior se tiene que estas mezclas de gases, que cumplen con todos los requisitos técnicos, como las mezclas indicadas con 10% o más de contenido de H₂, no podrían usarse, por no cumplir con la condición de PCS mínimo. Podría ser que este valor hubiera sido adoptado originalmente en la norma argentina al considerar simplemente los valores usuales mínimos de PCS de los gases naturales más frecuentemente producidos y no de una consideración técnica propiamente tal.

Se estima que cambiando el valor mínimo del PCS de la norma de 8.850 a 8.300 kcal/Sm³ se podría utilizar hasta un 15% de Hidrógeno con un gas natural liviano y hasta 20% de Hidrógeno con gases naturales más pesados.

4.5.5 Conclusiones y recomendaciones

1. Blending con hasta 20% de H₂ con gas natural serían factibles de utilizar en artefactos domésticos que cumplan la normativa requerida, con la condición de que se modificara el valor mínimo del PCS requerido en la norma NCh 2264:2014. Este porcentaje ha sido probado experimentalmente en sectores pilotos reducidos en Europa.
2. Es posible que existan artefactos domiciliarios que por su antigüedad o por el estado en que se encuentren, presenten problemas con la estabilidad de la llama o de emisiones. Por ese motivo y sólo para objeto de cálculo de costos, se considerará que para la utilización de blending habría que revisar la antigüedad, estado y emisiones de los artefactos, y en general la instalación completa por estabilidad de la llama, posibles fugas y mayores emisiones, reemplazando los artefactos que presenten posibles problemas.

3. Adicionalmente se recomienda, luego de tomar las precauciones indicadas en el punto anterior, iniciar el blending con menores cantidades de H2 para incrementarlo en etapas, verificando en cada una de ellas la posible operación de fugas o problemas como estabilidad de la llama o emisiones.

4.5.6 Referencias

- [1] NCh 2264:2014, Gas Natural, Especificaciones, Instituto Nacional de Normalización (INN).
- [2] UNE-EN 437:2003, Gases de Ensayo – Presiones de Ensayo – Categoría de los Aparatos.
- [3] NCh 953.Of 2006: Artefactos a Gas – Gases Normales de Ensayo – Clasificación y Especificaciones. INN.
- [4] UNE – EN 16726. Calidad del Gas Grupo H, septiembre 2016.
- [5] Gas Natural: Características, distribución y aplicaciones industriales. E. Borrás, 1987. Editores Técnicos Asociados S.A. Barcelona, España.
- [6] Interchangeabilité des Gas. P. Delbourg, J. Lafon, Societé des Usines a Gaz de France, 1971, Gaz de France.
- [7] ISO 13686: 2013 “Natural gas — Quality designation” (confirmed year 2020).

4.6 Límites técnicos en la utilización del H2 en los usos finales de equipos industriales (no domiciliarios)

En el siguiente subcapítulo se presentará un análisis de porcentajes máximos admisibles de hidrógeno en equipos utilizados en el sector comercial e industrial.

Marcogaz durante el año 2019 desarrolló un estudio de la literatura y normativa disponible a la fecha para determinar los límites del hidrógeno considerando la infraestructura existente de distribución del gas natural y los usos finales. Ahora bien, en el año 2023, la asociación publicó una actualización del estudio realizado hace cuatro años, el que recoge nuevas referencias de estudios técnicos o pruebas que se han realizado durante los últimos años. La siguiente figura es un extracto del resumen de la publicación presentada en el 2023, en el cual se muestran los límites máximos de

hidrógeno en las distintas aplicaciones finales. Se observa que en general no se recomienda la inyección de más de un 10% de H₂, salvo el caso de los motores a gas natural donde se le atribuye un porcentaje mayor dependiendo de la composición del gas. Sin embargo, los porcentajes son bastante restrictivos para uso vehicular y para turbinas de gas, que no sobrepasa el 2% de H₂.

De acuerdo a la simbología descrita en el estudio, el color verde oscuro significa que no existirían problemas de operación en los equipos con esos porcentajes de H₂, el color verde claro implica que, si bien sería factible introducir H₂, se requieren nuevos desarrollos o se implementen algunas modificaciones que requieren, en algunos casos, grandes inversiones, y finalmente el color plomo implica que no es posible operar con esos porcentajes de H₂ en los equipos, o bien, no existe información suficiente para determinar la operación segura del Blending, con esos porcentajes de H₂, por lo que se necesita más investigación al respecto.

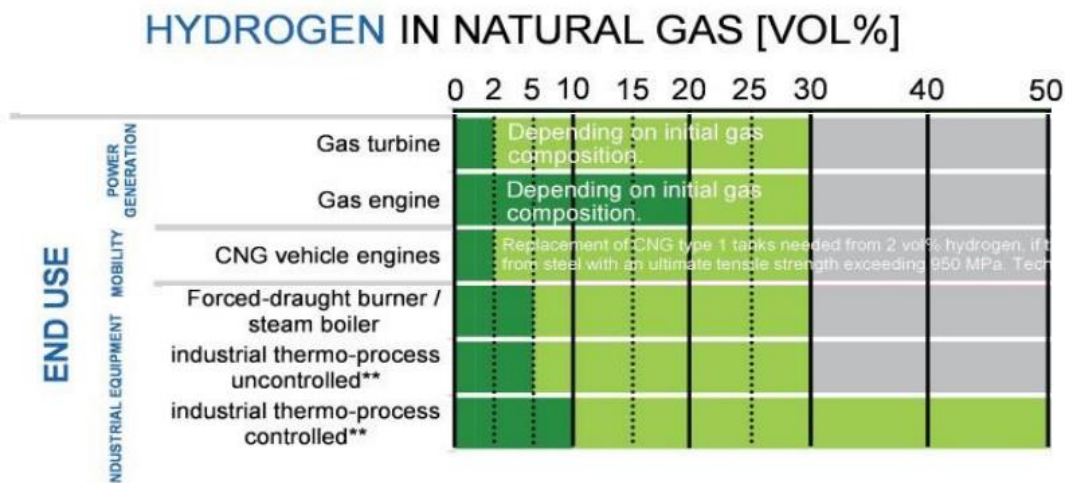


Figura 14. Límites máximos de hidrógeno en volumen (%) para aplicaciones de gas natural [1].

4.6.1 Límites de hidrógeno en calderas de uso comercial e industrial

En Chile, existen múltiples clientes que poseen calderas comerciales e industriales conectadas a las redes de distribución de gas natural, cuyas potencias, en promedio, van desde los 70 kW hacia arriba.

Ahora bien, las calderas trabajan a distintas potencias según las demandas de vapor o agua caliente que existe en la industria o comercio. Esto se hace relevante ya que la temperatura de llama varía con la potencia a la cual trabaja el quemador, es decir, a baja carga la temperatura de llama es mayor. Por otro lado, considerando las características propias del hidrógeno, la temperatura de llama

aumenta a medida que el porcentaje de hidrógeno aumenta, lo que podría ser perjudicial en los materiales empleados en la construcción de la caldera.

La empresa alemana proveedora de quemadores industriales Dreizler realizó experimentos en laboratorio inyectando distintos porcentajes de hidrógeno al gas natural hasta llegar a un 70% en volumen. Como resultado del experimento, en el siguiente gráfico se observa que la temperatura de la llama aumenta a medida que el porcentaje de H2 es mayor en la mezcla, y, tal como se comentó previamente, esto se acrecienta cuando se trabaja a cargas parciales, que es lo que generalmente ocurre en la industria.

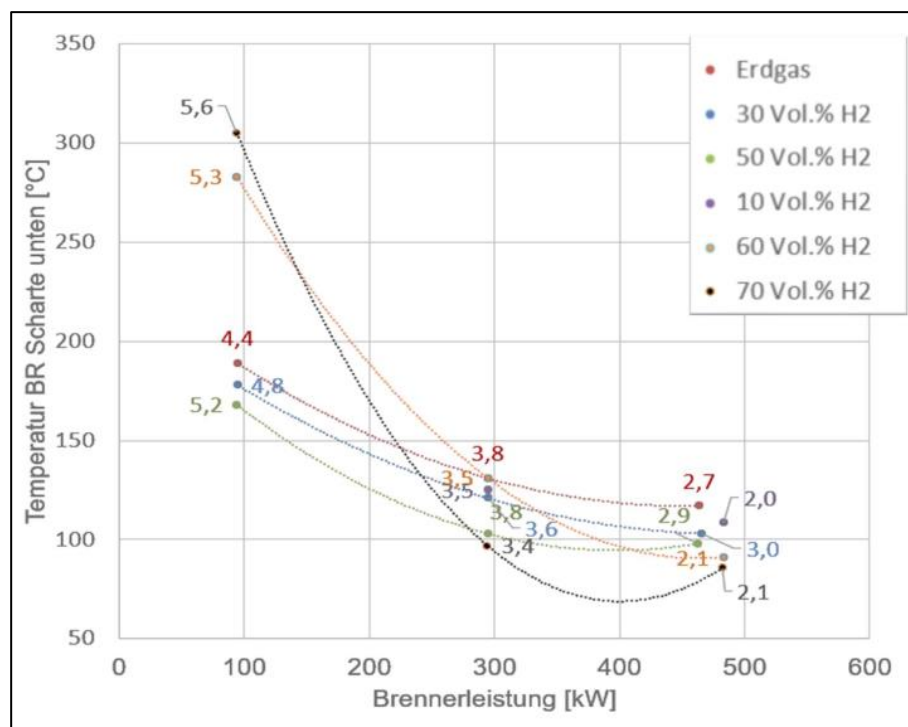


Gráfico 6. Temperatura de llama a partir del contenido de H2 y carga a la cual trabaja el quemador en calderas [2]⁸.

Sin embargo, como se observa en el gráfico, en concentraciones menores al 30% de hidrógeno (curva celeste), no existe mayores diferencias con respecto a la temperatura de la llama sin hidrógeno.

En segundo lugar, las emisiones de NOx también dependen fuertemente de la potencia a la cual trabaja el quemador, es decir a cargas parciales las emisiones de

⁸ Según la simbología del gráfico, “Erdgas” corresponde a 100% gas natural.

NOx son mayores en comparación a trabajar a plena carga. El mismo demostró en el experimento que las emisiones van aumentando a medida que el porcentaje de H2 aumenta en la mezcla, donde esto se acrecienta a cargas mínimas, donde las emisiones de NOx podrían aumentar hasta un 100% respecto al caso base (100% GN). Esto es muy relevante para el caso de la mayoría de las industrias, ya que muchas veces no está optimizado el sistema de control de las calderas, y muchas de ellas no están funcionando a plena carga. Sin perjuicio de lo anterior, cuando se trabaja con quemadores de bajas emisiones de NOx (Low NOx) las diferencias son mínimas.

Finalmente, se realizó el contacto con 2 importantes proveedores de calderas en el país para consultar si los fabricantes de calderas habían estudiado la inyección de hidrógeno dentro de los equipos que ellos ofrecen:

- BOSCH: Proveedor de calderas BOSCH de origen alemán.
- Thermal Engineering: Proveedor de calderas HURST de Estados Unidos.

En resumen, ambos proveedores comentan algunas limitantes que concuerdan con la literatura, es decir, aumento de temperatura de llama, aumento de emisiones de NOx e incluso problemas de fragilización para altos contenidos de hidrógeno, sin embargo, señalan que hasta un 20% de H2 no existirían problemas en el funcionamiento de la caldera. Por otro lado, porcentajes mayores de H2 requerirían cambios en algunos de los equipos, por ejemplo, el quemador (quemadores Low NOx o ultra Low NOx⁹), sistema de recirculación de gases (debido a las mayores temperaturas de llama), sensores de oxígeno para ajustes de combustión, entre otras modificaciones.

4.6.2 Límites de hidrógeno en turbinas a gas natural

En Chile existen múltiples turbinas a gas operando, sin embargo, sólo algunos de estos clientes están conectados en las redes de distribución. De las empresas en estudio, sólo Metrogas en la Región Metropolitana tiene un cliente de generación

⁹ Existe un nuevo proyecto de ley que es una nueva normativa de calderas, aplicable a todo el territorio nacional, la cual limita, dentro de otras cosas, las emisiones de NOx en calderas a 100 ppm. Esta normativa está aún en tramitación y no ha sido promulgada.

eléctrica (Nueva Renca) que posee una turbina de General Electric, de aproximadamente 220 MW de potencia¹⁰.

Tal como se comentó previamente, la velocidad de llama aumenta al ir agregando mayores concentraciones de H₂ al gas natural, y esto podría provocar el efecto de retroceso de llama. Las turbinas poseen rangos de operación o límites superiores de velocidad de llama para evitar este fenómeno y asegurar que no se produzcan eventuales daños en el sistema.

En segundo lugar, tal como se comentó previamente, la temperatura de la llama es mayor al aumentar las concentraciones de H₂, y esto se acrecienta en los sistemas convencionales (sin premezcla¹¹), produciendo temperaturas locales mayores y, por ende, mayores emisiones de NO_x.

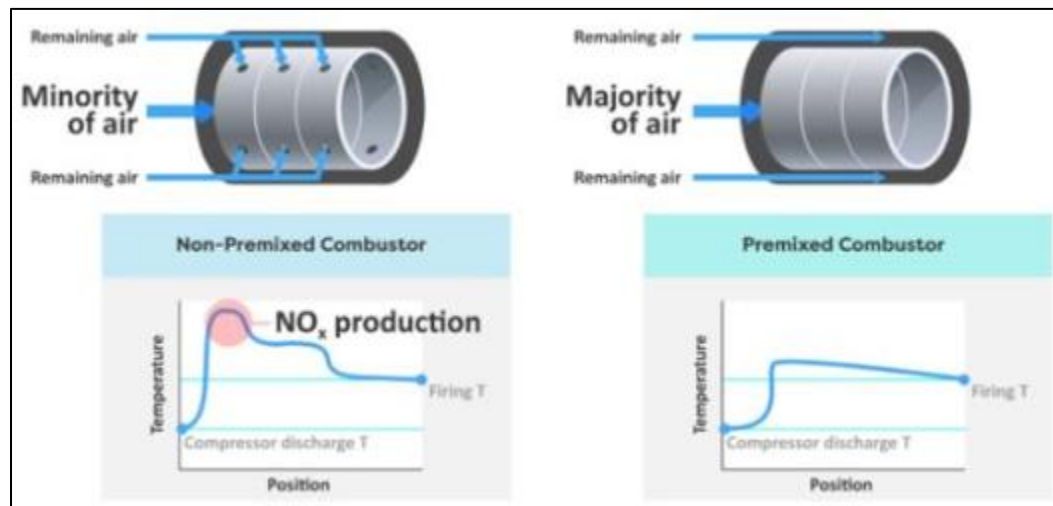


Figura 15. Diferencia entre sistema convencional (sin premezcla) y sistema con premezcla [3].

Estos cambios en las características de la llama comentados podrían eventualmente producir oscilaciones significativas de presión en la cámara de combustión. Considerando además que las turbinas poseen múltiples quemadores que trabajan a una composición determinada y a muy altas temperaturas, los proveedores de equipos han preferido ser cautos en permitir altos porcentajes de H₂ en sus equipos. Además, tal como se ha explicado a lo

¹⁰ Por otro lado, Gasco Magallanes es otra de las empresas que tiene clientes de generación con turbinas a gas conectado a la red de distribución.

¹¹ En estos sistemas el aire con el combustible se mezcla en la cámara de combustión, y no antes como en los sistemas con premezcla, lo que produce posteriormente mayores temperaturas locales.

largo del informe, según el tipo de acero utilizado, eventualmente se podrían producir problemas de fragilización para altos contenidos de H2.

En general, son varios los autores que han analizado los porcentajes máximos admisibles de H2 que pueden ser introducidos en las turbinas de gas. Además de la publicación de Marcogaz del año 2023 en el cual señala que los porcentajes máximo de hidrógeno en las turbinas están en torno al 2% en volumen (ver Figura 14), existen otras publicaciones que también limitan la inyección de H2 en rangos similares, e incluso el comité europeo de normalización en ámbito de ingeniería (CENELEC-NEN), el cual recomienda porcentajes máximos en torno al 1 y 5%, señalando que los sistemas de combustión se ajustan para ciertas condiciones de operación, lo que implica límites estrictos en la composición del gas, y cualquier modificación reduciría el rendimiento de combustión.

Finalmente, algunos autores plantean que es posible inyectar hasta un 20% de H2, realizando modificaciones al sistema (o *retrofit*), con un costo aproximado entre un 20 a 30% del valor de la turbina. Estas modificaciones contemplarían entre otras cosas lo siguiente, las cuales deben ser estudiadas de manera particular con los proveedores de los equipos [4]:

- ✓ Reemplazo en el sistema de control de combustible.
- ✓ Modificaciones en el sistema de suministro de combustible tales como monitoreo de composición del gas, sistemas de seguridad y detección de H2, sistema de purgas o venteo del gas.
- ✓ Reemplazo de fittings en las redes interiores de la planta.
- ✓ Sistemas de reducción catalítica selectiva (SCR) o inyección de agua para disminuir emisiones de NOx, entre otros.

4.6.3 Límites de hidrógeno en motores a gas natural

De la información obtenida hasta la fecha, no existen motores a gas natural que estén alimentados por medio de la red de distribución de gas natural, salvo los motores de la empresa Edelmag en Punta Arenas, los que no son parte del presente estudio. Sin embargo, es importante mencionar algunas limitantes que existen en torno a estos equipos de generación eléctrica.

Los motores a gas natural, al igual que las turbinas, son sensibles a los cambios en las mezclas de gas y las concentraciones que presente el combustible. El aumento en la velocidad de llama que se experimenta por adición de H2, aumentaría la presión máxima de los cilindros, lo que provoca un mayor desgaste en ellos, disminuyendo la vida útil y aumentando los requisitos de mantenimiento.

Por otro lado, el número de metano (NM) disminuye con la presencia de H₂, lo que podría dar lugar al efecto de golpeteo (*knock*¹²) o pre encendidos si el motor no está ajustado correctamente con la mezcla de combustible, sin embargo, para una mezcla de 80% metano y 20% H₂, el NM es 80, por lo que agregando el efecto de las componentes más pesadas del gas natural que se distribuye en Chile se esperaría que este valor esté por sobre el mínimo recomendado por los fabricantes, que en promedio es mayor a 70.

Así, múltiples actores han analizado los porcentajes aceptables de H₂ en el gas natural para el uso en motores, siendo Marcogaz el que recomienda porcentajes mayores de hasta un 20%, sin embargo, no existen a la fecha experiencias internacionales de blending GN/H₂ para motores a gas natural de potencias mayores para generación eléctrica. Existen otras referencias que sugieren concentraciones menores, en torno del 2 al 5% [5], por lo que, dado los antecedentes antes expuestos, mayores concentraciones de H₂ deben ser evaluados caso a caso por los fabricantes.

4.6.4 Límites de hidrógeno en automóviles a Gas Natural Vehicular (GNV)

De acuerdo a la información obtenida a la fecha, las empresas Metrogas en la Región Metropolitana y Gas Valpo en la Región de Valparaíso abastecen a estaciones de servicio de GNV por medio de sus redes de distribución. Cada una de estas estaciones se componen de compresores y dispensadores para abastecer cada uno de los vehículos. Ahora bien, en cuanto a su alimentación, generalmente se realiza desde la red secundaria (media presión), donde ingresa al sistema de compresión para elevar la temperatura hasta 240 bar (previamente pasa por una etapa de separación de líquidos y medición), donde luego es enviado a los surtidores o dispensadores donde se regula la presión para alimentar los cilindros de GNV, aproximadamente a 200 bar.

En general, los cilindros de GNV están contruidos de acero al carbono en tamaños desde 14 a 20 m³ (vehículos livianos). La fabricación de estos vehículos se realiza conforme a la Norma ISO 11439 “Gas cylinders - High pressure cylinders for the on-board storage of natural gas as a fuel for automotive vehicles”.

La principal limitante para introducir hidrógeno en los automóviles que utilizan GNV es la fragilización del acero de los cilindros, ya que podría provocar una

¹² Este “knock” se produce cuando una mezcla de aire combustible aún sin quemar, por efecto de la chispa de la bujía, se enciende por fuera del frente de llama propagante, en un punto o múltiples puntos y en un instante de tiempo indeseado. Esto ocurre cuando la presión y temperatura al interior del cilindro supera las cualidades antidetonantes del combustible. Esta combustión anormal generalmente resulta en un aumento significativo de la presión local, como consecuencia de la rápida liberación de energía contenida en esta autoignición

propagación más rápida de las fallas, y eventualmente producir una fractura de transición o frágil debido a la alta presión del gas, combinada con la presencia de H2 en la mezcla (según lo visto en el subcapítulo 4.2). Estos problemas se podrían presentar en equipos complementarios de la planta como los compresores.

Así, son varias las normativas internacionales que limitan el contenido de H2 a un máximo de 2% en los cilindros de estas características, incluso la misma normativa con la que están hecho los estanques utilizados en Chile (ISO 11439). Además, existen otras normativas que limitan la inyección a un 2%, tales como DIN 51624 “Automotive fuels – Compressed natural gas” y el reglamento 110 de la Comisión Económica para Europa de las Naciones Unidas.

Finalmente, a pesar de que fuera posible inyectar mayores porcentajes de H2 a los cilindros de GNV, los límites máximos de H2 admisibles en los motores de ciclo Otto de los vehículos serían similares a los especificados para los motores estacionarios, presentando los mismos inconvenientes técnicos.

4.6.5 Referencias

[1] Marcogaz (2023). Overview of available test results and regulatory limits for H2 admission into existing natural gas infrastructure and end uses. 2do version.

[2] Walter Dreizler GmbH, Daniel Dreizler (2019). Auswirkung von Wasserstoffbeimischung im Erdgas auf Gebläsebrenner (Impacto de mezcla de gas natural hidrógeno en quemador de tiro forzado).

[3] Energy Efficiency & Renewable Energy, “Hydrogen Storage” [en línea] <<https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-storage>> [consulta: 25 octubre 2023].

[4] ETN Global (2021). Hydrogen Gas Turbine Report “The path towards a zero-carbon gas turbine”.

[5] Council, C. E. Hydrogen in the gas distribution networks. Department of Mines and Energy, Government of South Australia, 2018.

4.7 Consideraciones de operación del blending GN/H2 en redes de distribución

A continuación, se presentan antecedentes técnicos de las posibles variaciones en las condiciones de operación del blending GN/H2 en las redes de distribución.

Flujos de blending GN/H2

En primer lugar, debidos a las diferencias fisicoquímicas del H2 respecto al GN, la cantidad de energía transportada sería diferente al distribuir un mismo volumen de blending GN/H2 versus 100% GN. Si bien en el Capítulo 7 se presentará el cálculo de la demanda de H2 para las diferentes zonas de concesión en Chile, es posible adelantar que, para una mezcla con un 10% de H2, el flujo total requerido para entregar la misma cantidad de energía a los clientes, éste aumenta aproximadamente en un 7%. Si bien la capacidad de la red se ve afectada, esta reducción es de sólo un 2%, dado que el H2 fluiría con menor fricción a lo largo de la tubería, debido a su menor densidad y viscosidad respecto al GN. Se estima que el flujo de blending aumentaría su velocidad en aproximadamente solo en 2 m/s [1].

Temperatura de operación

En segundo lugar, respecto a las temperaturas de operación al utilizar blending, la variación que puede existir se debe a la transferencia de calor dentro de la tubería y sus alrededores y al efecto Joule Thompson¹³, debido a la expansión del gas por diferencias de presión que pueden existir. El siguiente gráfico muestra las variaciones de la temperatura a lo largo de una tubería de transporte manteniendo constante la presión de entrada y de salida de un gasoducto para varios porcentajes de blending y distancias recorridas por el flujo.

¹³ Variación de temperatura de un sistema (aumento o disminución) al permitir que éste se expanda libremente manteniendo constante la entalpía.

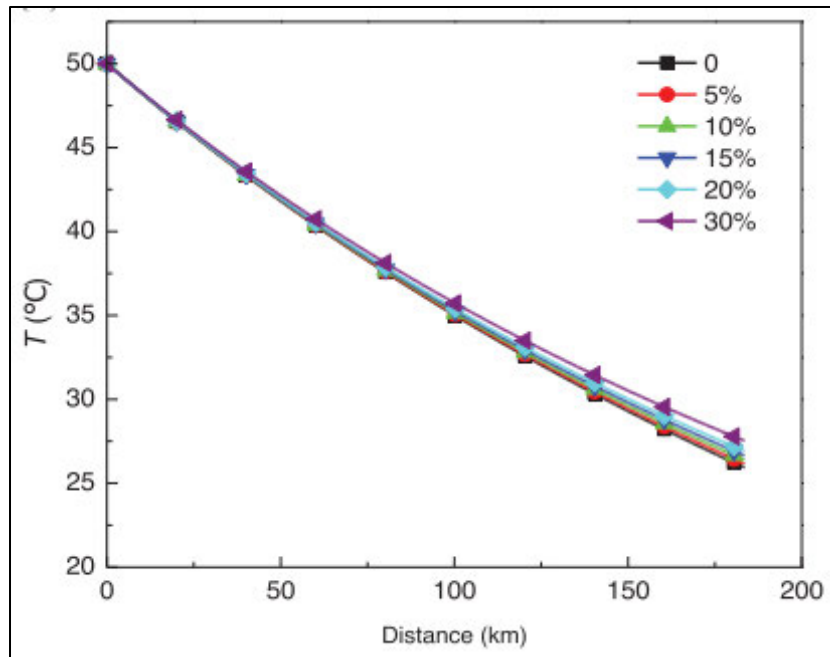


Gráfico 7. Variación de temperatura a lo largo de un gasoducto a distintas concentraciones de blending GN/H2. Se considera una temperatura ambiente de 15°C [2].

Si se lleva al caso del segmento de la distribución, donde las distancias son menores, se observa que para distintos porcentajes de H2 la temperatura del blending no se ve afectada, incluso para altas concentraciones de H2 (por ejemplo 30% en volumen).

Un estudio realizado por la International Journal of Hydrogen Energy concluyó que, en condiciones estándar, la temperatura del blending GN/H2 disminuiría levemente en comparación con la distribución de 100% gas natural, observando diferencias de sólo 1°C aproximadamente para blending con contenido de H2 mayores a 50% [3].

Presión de operación

Finalmente, la presión de operación al introducir H2 en las redes de gas natural no varía sustancialmente. De hecho, para un blending de 10% la presión de operación sólo varía un 1,8% [2].

Además, el sistema se debe configurar para igualar la presión de operación actual del gas natural en las redes de distribución según sea el caso, es decir, la Planta de generación produce H2 aproximadamente a 30 bar, por lo que previo a la entrada al mezclador, se debe regular su presión a la presión de distribución, por ejemplo, aproximadamente 10 bar para la red secundaria y 4 bar para la red terciaria.

En conclusión, según lo comentado previamente, incluso para blending mayores al 10% o 20%, las condiciones de operación, considerando temperatura, flujos y presión, no presentan mayores diferencias con respecto a los parámetros de operación óptimos de distribución de 100% GN.

4.7.1 Referencias

[1] Australian Hydrogen Centre (2023), 10% Hydrogen distribution networks South Australia Feasibility Study.

[2] Zhang, H., Li, J., Su, Y., Wang, P., & Yu, B. (2021). Effects of hydrogen blending on hydraulic and thermal characteristics of natural gas pipeline and pipe network. Oil & Gas Science and Technology–Revue d'IFP Energies nouvelles, 76, 70.

[3] Cristello JB et al. (2023), Feasibility analysis of blending hydrogen into natural gas networks, International Journal of Hydrogen Energy.

4.8 Resumen de conclusiones sobre límites para el blending GN/H2 a utilizar

A continuación, se presentan las conclusiones respecto a la inyección de H2 en las redes de gas natural, considerando la aplicabilidad de la normativa, límites técnicos en las redes de distribución (acero y PE) y los usos finales:

- A. Las instalaciones de distribución de gas natural deben cumplir a lo menos con la norma DS 280/2010 “Transporte y Distribución de Gas de Red”, además de considerar los resguardos adicionales suficientes para la seguridad y operación de las instalaciones que utilicen mezclas con hidrógeno.
- B. El blending GN/H2 debería cumplir con la norma de GN NCh 2264/2014 “Gas Natural – Especificaciones”, de modo de cumplir también con la denominación y las características del gas natural comercializado.
- C. La Norma ASME B31.8 es aplicable como un mínimo a sistemas de transporte y Distribución de GN, la cual es referenciada por la norma DS 280.
- D. La Norma ASME B31.12 debería considerarse, aunque no estuviera referida por la normativa chilena vigente, cuando las composiciones de blending contuvieran 10% o más de H2.

- E. Todas las experiencias internacionales con porcentajes de blending hasta 20% en redes de PE han demostrado que no existen problemas en la materialidad de la tubería. Por otro lado, si bien el coeficiente de permeabilidad del H2 en este material es mayor que el del gas natural, experimentos internacionales concluyen que las pérdidas para blending de 10% a 20% son insignificantes.
- F. La presencia de hidrógeno disminuye la tenacidad a la fractura del acero y aumenta la velocidad de propagación de la falla por fatiga por ciclado de tensiones. Este fenómeno se acelera cuando se reúnen las siguientes condiciones:
- ✓ Aumento de la presión.
 - ✓ Mayor concentración del hidrógeno
 - ✓ Se utilizan aceros menos dúctiles y/o con mayor punto de fluencia.
- G. La presencia del hidrógeno en el acero no afecta la fragilización del material ni la velocidad de apertura de fallas cuando:
- ✓ El porcentaje de hidrógeno es igual o menor al 10% en la mezcla con gas natural en alta presión [4].
 - ✓ Afecta aún en menor medida cuando los aceros son dúctiles. En ensayos simulando condiciones de operación reales, estos mostraron que hasta un 25% de H2 sería aceptable para un X70 e incluso 50% sería aceptable para un X52.
- H. Para la reutilización de tuberías de acero de GN para mezclas GN-H2 o H2, los criterios generales a aplicar para evaluar esta reutilización o recalificación, según la normativa internacional y publicaciones sobre este tema son básicamente los siguientes:
- ✓ Evaluar el estado de la tubería, en cuanto al tipo de acero, certificados de fabricación, registros de su construcción, registro de inspecciones, mediciones y verificaciones periódicas realizadas y registros de reparaciones realizadas e inspección con pigs inteligentes.
 - ✓ Evaluar la condición actual del trazado de la tubería, para verificar si la actual clasificación de zonas es coincidente con la clasificación considerada en las bases de diseño, aplicando para los cambios los criterios indicados en la norma B31.12 Tabla PL-3.6.1-1 Location Class respecto de las tensiones máximas permisibles.
 - ✓ Establecer la presión máxima de operación de la tubería en su nueva condición de uso.

Estas evaluaciones deben ser realizadas por un profesional calificado, con experiencia en el tema.

- I. En los artefactos domiciliarios, en general se observa que no existirían problemas adicionales cuando se inyectan porcentajes de hasta 20% de H2.
- J. Respecto a los usos finales industriales, los porcentajes son más restrictivos, sobre todo para las turbinas a gas natural utilizadas en generación eléctrica, junto con las aplicaciones del gas natural vehicular, donde ambas aceptarían porcentajes de hidrógeno de hasta sólo un 2%.

Por los motivos anteriores, dado los antecedentes técnicos antes descritos, sumadas a las experiencias internacionales de proyectos piloto, Gamma recomienda un 10% como límite máximo técnico de inyección de H2 en las redes de distribución de gas natural instaladas actualmente en Chile a corto plazo, pero con los siguientes alcances:

- 1. Existe un problema mayor que surge de la NCh 2264, la que exige un mínimo de 8.850 kcal/m³S. Este valor, excesivamente alto, estaría rechazando gases y mezclas que son perfectamente factibles técnicamente. Esta normativa estaría limitando hasta aproximadamente sólo un 8% de H2 en la mezcla¹⁴.
- 2. Utilizar un porcentaje igual o mayor al 10% de H2 obligaría a utilizar la norma ASME B31.12, por lo que se deberían recalificar las tuberías de acero, lo que significaría tiempo e inversiones significativas, sobre todo considerando el proceso de evaluación del estado de las tuberías con Pigs inteligentes especial para detectar fallas finas. Además, en muchos casos, cuando existen diámetros pequeños, sería muy difícil de realizar.
- 3. Si bien el porcentaje máximo recomendado es hasta un 10%, este está condicionado a los límites técnicos particulares máximos de cada zona de concesión, considerando la infraestructura y los tipos de clientes presentes en cada una de ellas.

Sin perjuicio de lo anterior, para efectos prácticos y ejemplificadores de la evaluación de escenarios de inyección de hidrógeno en las redes de gas natural, como las proyecciones de demandas de H2 y el cálculo de la variación de la tasa de rentabilidad de cada una de

¹⁴ Valor aproximado y estimado a partir de gases naturales típicos distribuidos en la zona centro sur del país, cuya información es obtenida de estudios realizados por Gamma Ingenieros.

las zonas de concesión, se considerará el análisis de sensibilización hasta un límite de 20% de H2, de acuerdo a los proyectos piloto llevados a cabo a la fecha.

5 Análisis de las zonas de concesión más factibles de distribuir blending GN-H2 en sus redes de distribución.

A partir de los análisis técnicos descritos previamente, a continuación, se determinarán las zonas de concesión más factibles para transportar blending GN/H2 en sus redes de distribución, y para los cuales se realizarán los estudios correspondientes a cada uno de los objetivos siguientes del estudio.

5.1 Criterios de evaluación

La determinación de la factibilidad de cada zona de concesión se realizará considerando los siguientes criterios:

1. Infraestructura de redes de distribución en acero a alta presión (red primaria), lo que podría resultar en eventuales problemas de fragilización y lo que obligaría a la recalificación de cada una de ellas, según lo descrito en el subcapítulo 4.2.1.
2. Abastecimiento a estaciones de GNV, lo que resultaría en una limitante en la inyección de H2 por problemas de fragilización (igual a 2% en volumen), tanto de los cilindros de acero utilizados en los vehículos, como de algunos de los equipos existentes en las estaciones de servicio para esta finalidad.
3. Abastecimiento a turbinas a gas para generación eléctrica, lo que limitaría la inyección de H2 por la poca admisibilidad del H2 que se permite en estos equipos (aproximadamente del orden de un 2% al 4% de H2 máximo en volumen).
4. Análisis cualitativo de la distribución espacial de las redes de distribución de cada zona de concesión, en cuanto a determinar la facilidad en la práctica para sectorizar la red y poder inyectar H2 en zonas acotadas en el corto plazo, según prácticas internacionales.

El análisis anterior se realizó a partir de la información proporcionada por la CNE hasta la fecha:

- ✓ Tipos de clientes por empresa, diferenciadas por zona de concesión y por tipo de red (primaria, secundaria y terciaria).
- ✓ Cantidad de redes de distribución, diferenciando éstas por empresa, por zona de concesión, por tipo de red, por diámetro y material.
- ✓ Mapas generales de las redes de distribución de cada empresa por zona de concesión y por tipo de red.

El siguiente cuadro muestra un resumen de cada una de las características de las redes de distribución de cada empresa por zona de concesión, considerando los criterios previamente descritos:

Cuadro 12. Resumen de características principales de las redes de distribución en Chile.

Región	Empresa	A. ¿Posee redes de acero en alta presión? (Red Primaria)	B. ¿Posee redes de acero en media y baja presión? (Red secundaria y terciaria)	C. ¿Abastece estaciones de GNV?	D. ¿Posee clientes de generación eléctrica utilizando Turbinas a gas?	E. Configuración general de redes de distribución
II	Lipigas					
IV	Gas Valpo					
V	Gas Valpo					
RM	Metrogas					
VI	Metrogas					
VII	Gas Valpo					
XVI	Intergas					
VIII	Gassur					
VIII	Intergas					
IX	Intergas					
X	Metrogas					
X	Lipigas					

5.2 Selección de zonas de concesión más factibles para distribuir blending GN/H2

Para cada uno de los criterios seleccionados previamente, se ha definido otorgar un puntaje de uno (1) a tres (3), considerando lo siguiente:

- Puntaje = 1 Representa la situación más desfavorable considerando inyectar porcentajes de H2 en las redes de GN.
- Puntaje = 3 Representa la situación más favorable considerando inyectar porcentajes de H2 en las redes de GN.

A partir de lo anterior, se considera que las zonas de concesión, de cada empresa distribuidora de gas, que tenga un puntaje igual o mayor al 80% del total (desde 12 de un total de 15 puntos) será una zona de concesión que reúne las condiciones técnicas (más factibles) para distribuir un blending GN/H2 a corto plazo.

Cuadro 13. Selección de zonas de concesión más factibles para distribuir blending GN/H2

Región	Empresa	A. ¿Posee redes de acero en alta presión? (Red Primaria)	B. ¿Posee redes de acero en media y baja presión? (Red secundaria y terciaria)	C. ¿Abastece estaciones de GNV?	D. ¿Posee clientes de generación eléctrica utilizando Turbinas a gas?	E. Configuración general de redes de distribución	Puntaje Total
II	Lipigas						
IV	Gas Valpo						
V	Gas Valpo						
RM	Metrogas						
VI	Metrogas						
VII	Gas Valpo						
XVI	Intergas						
VIII	Gassur						
VIII	Intergas						
IX	Intergas						
X	Metrogas						
X	Lipigas						

En el cuadro anterior se han destacado en verde las zonas de concesión que obtienen el puntaje mínimo y que son las seleccionadas para abordar las actividades de los objetivos del presente estudio.

Nota: es importante mencionar que no se ha considera como criterio el abastecimiento de gas a clientes industriales. Si bien, en principio no existirían grandes implicancias, dada la criticidad de la operación continua y segura de algunos rubros industriales, requeriría de evaluaciones y estudios caso a caso con los fabricantes de los equipos que utilizan gas natural, previo a la inyección de porcentajes de hasta un 20% de H2. En el intertanto se podría comenzar utilizando porcentajes menores, aumentándolos de forma paulatina. Además, es importante mencionar que recién en el presente año 2023 se están realizando

las primeras pruebas experimentales internacionales en industrias con blending GN/H2 (como el proyecto HyDeploy).

De manera adicional, y sólo para efectos de evaluación de zonas en la zona central de Chile, se ha determinado, en conjunto con la CNE, evaluar los siguientes dos sectores posibles de sectorizar para introducir blending GN-H2 en las redes de distribución:

- Lomas de Lo Aguirre – Metrogas, Región Metropolitana.
- Casablanca – Gas Valpo, Región de Valparaíso.

Finalmente, algunas de estas zonas de concesión seleccionadas, presentan redes de distribución separadas en diferentes comunas y abastecidas por medio de Plantas Satélites de Regasificación de GNL (PSR), o bien, por entregas desde un tercero. Este es el caso de:

- a. Comuna de Los Ángeles – Gas Sur, Región del Biobío.
- b. Comuna de Puerto Montt – Metrogas y Lipigas, Región de Los Lagos.
- c. Comuna de Osorno – Metrogas y Lipigas, Región de Los Lagos.
- d. Comuna de Puerto Varas – Metrogas, Región de Los Lagos.

Así, las zonas en específico a evaluar en los siguientes capítulos serán los siguientes:

Cuadro 14. Selección final de zonas más factibles para distribuir blending GN/H2¹⁵.

Región	Empresa
II	Lipigas
IV	Gas Valpo
VII	Gas Valpo
XVI	Intergas
VIII	Gassur s/ LA
VIII	Gassur LA
IX	Intergas
X	Metrogas-Pto Montt
X	Metrogas-Pto Varas
X	Metrogas Osorno
X	Lipigas - Puerto Montt
X	Lipigas - Osorno
XIII	Metrogas Lo Aguirre
V	Gas Valpo Casablanca

¹⁵ LA: Los Ángeles.

5.3 Evaluación conceptual de la infraestructura actual de GN para distribución de blending

Todas las zonas seleccionadas, incluyendo las zonas sectorizadas de Lo Aguirre (Metrogas RM) y Casablanca (Gas Valpo V Región) presentan sólo [REDACTED] para el abastecimiento a cada uno de los clientes conectados, [REDACTED].

En el caso de [REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED].

[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]¹⁶.

A pesar de que no sería técnicamente factible recalificar estas redes de acero utilizando Pigs inteligentes, para efectos prácticos del estudio, se considerará la zona de concesión para realizar su posterior evaluación económica, considerando un valor estimado de recalificación, a base de un estudio detallado y diseñando previamente sistemas de recalificación específicos para estos casos.

Por otro lado, las redes de distribución en red terciaria de todas estas zonas de concesión son de Polietileno (PE), en general PE 80, por lo que, considerando las limitantes técnicas descritas en el subcapítulo 4.3, la tubería misma no presentaría problemas adicionales a la distribución de blending en porcentajes de hasta 10% o 20%, sin embargo, serían los

¹⁶ [REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED].

elementos adicionales de la red que podrían presentar algunos problemas en el blending, particularmente con los equipos de medición, correctores y cromatógrafos.

- **Medidores**

En el caso de los medidores de diafragma, utilizados mayoritariamente en el mercado residencial y comercial, y sus elementos complementarios como válvulas y reguladores, la compatibilidad con el hidrógeno se centra en 2 aspectos: a) distorsiones de medición, y b) los materiales de construcción. Con respecto a las distorsiones de medición, en el subcapítulo 4.4.5 se concluye que no existirían problemas en mantener las actuales válvulas para uso con blending hasta un 10% de H₂, y para los reguladores de presión y válvulas de seguridad hasta un blending de 30% de H₂.

Por otro lado, con respecto a los materiales de construcción, estos dependen del diseño de cada proveedor, encontrándose, por ejemplo, aleaciones de aluminio, acero al carbono, gomas, cobre, bronce, aleaciones de zinc, entre otros¹⁷. La Asociación Americana de Gas (AGA por sus siglas en inglés) publicó una guía que indica la compatibilidad de materiales de equipos de gas natural con el H₂, basada en una revisión bibliográfica. Un extracto se presenta a continuación:

Cuadro 15. Compatibilidad con hidrógeno de distintos materiales. Elaboración en base a reporte de la Asociación Americana de Gas [1].

Leyenda de clasificación	A	B	C	N/A
	Excelente	Bueno	Cuestionable	Sin información
Material	Clasificación			
Aleaciones de aluminio	A			
Acero al carbono	A			
Hierro forjado	B (advierte precauciones en alta concentración de H ₂ o alta presión según norma B31.12)			
Goma de Nitrilo	A			
Gomas de Silicona	C			
Gomas naturales	B			
Fluoro carbono (FKM)	A			
Cobre y Bronce	A			
Aleaciones de Zinc	A			

¹⁷ **Carcasa:** Hierro forjado, hierro dúctil, aleaciones de aluminio, acero inoxidable, acero galvanizado y/o aleaciones de zinc. **Sellos:** Nitrilo, fluoro elastómero (FKM) o gomas de silicona. **Asientos de válvulas:** Bronce, acero con goma vulcanizada, polímeros plásticos y acero inoxidable. **Diafragmas:** Goma vulcanizada, nitrilo, telas engomadas o caucho sintético. **Ejes y rodamiento:** Acero inoxidable. **Cubiertas:** Policarbonatos de plásticos. **Conexiones de válvulas:** Acero inoxidable, gomas de nitrilo o gomas de fluorocarbono.

Según la información proporcionada, gran parte de los materiales antes descritos podrían operar a priori con mezclas de H2, sin embargo, al revisar la oferta de medidores en el mercado, existen diferentes configuraciones en el uso de materiales dependiendo del proveedor.

Por estos motivos, para fines de evaluación de este estudio, se considerará que los medidores aceptarían porcentajes de blending de hasta 20%. Sin perjuicio de lo anterior, se considerará también, como antecedente adicional, lo señalado por los proveedores de estos equipos.

A la fecha, no se cuenta con la información específica de la marca y modelos de medidores utilizada por las distintas empresas de distribución de gas, sin embargo, de acuerdo a estudios realizados por Gamma previamente, se tiene información general de los medidores comprados los últimos años por algunas de estas compañías.

Así, en primer lugar, se realizó la consulta a la empresa Energuías, representante en Chile de los medidores SAMGAS. Hace algunos años atrás, esta marca la adquirió la empresa Pietro Fiorentini. Energuías conversó con Gamma y señaló que el proveedor Pietro Fiorentini en la actualidad acredita que sus medidores de diafragma podrían ser utilizados para blending de hasta 20% de H2. Así, en el “*Anexo 2. Declaración blending 20% H2 - Medidores Pietro Fiorentini*” se adjunta el certificado de conformidad de Pietro Fiorentini en el que señala la compatibilidad de sus medidores para blending de hasta un 20%. Si bien el certificado señala que esto es válido para los medidores que se fabriquen posterior a la fecha del certificado (04.07.2023), el proveedor en conversación indicó que esta conformidad es igualmente válida para los medidores SAMGAS ya instalados en las empresas distribuidoras. Sólo como segunda validación, se compararon las fichas técnicas del medidor “RS/2001 G4 SAMGAS” de los años 2015¹⁸ y la actual (2023)¹⁹, cuyas normas de diseño y fabricación son las mismas²⁰, salvo por actualizaciones a la fecha, cuyo contenido es sobre medición de gas y no sobre la compatibilidad del H2. Además, los materiales utilizados son exactamente los mismos (para el cuerpo del medidor lámina de acero galvanizado y la membrana de material sintético).

Por otro lado, hace un tiempo Gamma contactó a la empresa DAESUNG, la que también tiene presencia con sus equipos de medición de diafragma en las empresas de distribución de gas. Así, se realizó directamente la pregunta, y contrario a la tendencia general de aceptación para trabajar con estos porcentajes de H2, la compañía contestó que sus equipos no son aptos para trabajar con hidrogeno.

¹⁸ Disponible en: <http://fertigcorp.com/uploads/Ficha%20tecnica%20en%20espa%C3%B1ol.pdf>

¹⁹ Disponible en: https://www.fiorentini-iberia.com/wp-content/uploads/2021/03/rs2001la_flyer_ENG_revB.pdf

²⁰ EN 1359:1998 / A1:2006: Contadores de gas – Contadores de volumen de gas de membrana deformable (derogada por la norma EN 1359:2018.

OIML R137: Metrological and technical requirements.

Certificado Europeo de aprobación 2004/22/CE: Instrumentos de medida (derogada por la norma 2014/32/EU.

A partir de lo anterior, es que se ha supuesto el reemplazo de estos medidores DAESUNG para poder utilizar blending con H2. Para ello, se utilizará la proporción de medidores DAESUNG de la empresa [REDACTED]

[REDACTED]. La cantidad de medidores a reemplazar es la siguiente:

Cuadro 16. Cantidad de medidores RESCOM a reemplazar en cada zona de concesión para blending GN/H2.

Región	Empresa	RES	COM	Total RESCOM (un)	Reemplazo %	Medidores a reemplazar (un)
II	Lipigas					
IV	Gas Valpo					
VII	Gas Valpo					
XVI	Intergas					
VIII	Gassur s/ LA					
VIII	Gassur LA					
IX	Intergas					
X	Metrogas-Pto Montt					
X	Metrogas-Pto Varas					
X	Metrogas Osorno					
X	Lipigas - Puerto Montt					
X	Lipigas - Osorno					
XIII	Metrogas Lo Aguirre					
V	Gas Valpo Casablanca					

Por otro lado, respecto a los medidores de turbina o rotativos, utilizados mayoritariamente en clientes industriales o comercios grandes, según lo descrito en el subcapítulo 4.4, estos no tendrían problema para trabajar con porcentajes de hasta 30% y 20% de H2 respectivamente.

- **Correctores**

Según lo señalado en el subcapítulo 4.4.2, para un 10% de H2, los correctores industriales para la medición de los volúmenes estándar se podrían utilizar, sin embargo, para porcentajes mayores de H2, éstos deben recalibrarse, debido a que podrían existir problemas en la exactitud de la medición. Sin embargo, considerando que en el total de las zonas seleccionadas sólo existen [REDACTED], por lo que no se considera su recalibración.

Cuadro 17. Cantidad de medidores Industriales en cada zona de concesión seleccionada

Región	Empresa	Cantidad Med IND
II	Lipigas	
IV	Gas Valpo	
VII	Gas Valpo	
XVI	Intergas	
VIII	Gassur s/ LA	
VIII	Gassur LA	
IX	Intergas	
X	Metrogas-Pto Montt	
X	Metrogas-Pto Varas	
X	Metrogas Osorno	
X	Lipigas - Puerto Montt	
X	Lipigas - Osorno	
XIII	Metrogas Lo Aguirre	
V	Gas Valpo Casablanca	

- **Cromatógrafos**

Tal como se mencionó en el subcapítulo 4.4.3, los cromatógrafos pueden ser recalibrados para utilizarse con porcentajes de hasta 5% de H2, sin embargo, para porcentajes mayores deben ser reemplazados. Estos equipos se utilizan normalmente para determinar la composición del gas y su poder calorífico, ubicados generalmente en los puntos de entrega o inyección de gas, de forma tal de realizar la medición que recibe cada una de las empresas distribuidores previo a la inyección en su red. En este caso, la planta de H2 se ubicaría aguas debajo de este punto, por lo que no es un elemento que trabajará con H2.

Por otro lado, estos equipos, a veces, también son utilizados en Estaciones de Medición y Regulación (EMR), pero sólo de alta presión, mayor a 16 bar, en red primaria, [REDACTED].

Por lo motivos anteriores, no se considera su reemplazo.

5.4 Referencias

[1] American Gas Association (AGA), (2023), Impacts of Hydrogen Blending on Gas Piping Materials.

6 Alternativas de abastecimiento y producción de H2

En el siguiente capítulo se analizan las alternativas de abastecimiento y producción de hidrógeno de manera general para las empresas en cada zona de concesión. Para ello, se describirán los activos que deben ser considerados para la generación de H2V, el abastecimiento de energía eléctrica, con un análisis detallado de los costos, considerando producción propia y conexión a la red, y posteriormente, se describirá y analizará, de manera conceptual, las alternativas que se proyectan en el mercado chileno para el abastecimiento de H2.

6.1 Activos que deben ser considerados para la producción de H2 y características generales

A continuación, se describirán los principales activos que deben ser considerados al momento de evaluar proyectos de hidrógeno y así, abastecer a las distribuidoras de gas natural, así como sus características generales. Esto no incluye la generación de electricidad que se analizará más adelante.

- **Planta de H2**

La planta de H2V, tal como se comentó previamente, consiste en diferentes celdas (stack) para la producción de hidrógeno, generalmente a 30 barg. La industria de soluciones para la producción de hidrógeno verde aún está en una fase de crecimiento, donde sólo existen proyectos de menor escala, más bien pilotos, instalados en otras partes del mundo. La empresa proveedora de tecnologías Linde, actualmente es la que tiene instalada la planta más grande del mundo, en Europa, con una capacidad de alrededor de 25 MW. Otros proveedores de tecnología que ya presentan experiencia con varios proyectos instalados son NEA, Cummings, NEL, Siemens, entre otros.

Además del electrolizador mismo, es necesario otros equipos complementarios de la planta como, por ejemplo:

- Planta de tratamiento de agua,
- Mezclador GN/H2,
- Tanque buffer²¹,
- Transformados, sistemas de control, instrumentación.

²¹ Recipiente con sistema de medición que permite, el cual está equipado con válvula de alivio para evitar la contrapresión del sistema.

- **Planta de tratamiento de agua**

El agua requerida para la producción de H2 debe ser de una pureza cercana al 99,998%, por lo que esta debe ser tratada para retirar los minerales presentes. Así, en Chile surgen distintas alternativas de abastecimiento de agua:

- Compra de agua a la empresa distribuidora sanitaria (conexión a red de agua potable). Sólo es posible si el terreno se encuentra dentro de la zona de concesión de la empresa distribuidora.
- Compra de agua industrial (venta en camiones).
- Extracción de agua por medio de pozo profundo. Factible a priori sólo en las zonas del sur del país (VII a X región).
- Compra de agua a terceros que posean plantas de desalinización.

Todos los proyectos existentes de desalinización de agua de mar en Chile son para abastecer principalmente a las empresas mineras ubicadas en la zona norte del país y las centrales termoeléctricas a carbón y a gas natural ubicadas en la zona centro y norte del país. Por este motivo, así como que las aguas potables en Chile son altas en minerales, y dada la lejanía de las zonas de concesión a estas plantas, no se prevé esta alternativa de abastecimiento. Así, para todas las opciones restantes, es necesario considerar el posterior tratamiento de agua para lograr la pureza requerida por los electrolizadores, mediante una solución de Ósmosis Reversa (RO por sus siglas en inglés).

Tal como se señaló en el subcapítulo 3.1 el consumo de agua se estima en 11 lts/kg_H2 aproximadamente.

- **Mezclador de GN/H2**

Es necesario un equipo para mezclar hidrógeno y gas natural en diferentes proporciones de volumen, los que comúnmente presentan sistemas de control mediante SCADA para el control de la mezcla. El mezclador se analiza en mayor profundidad en el subcapítulo 3.5.

A continuación, se presenta un diagrama de flujo típico de una planta de H2V y sus sistemas complementarios para la inyección de hidrógeno en las redes de gas natural.

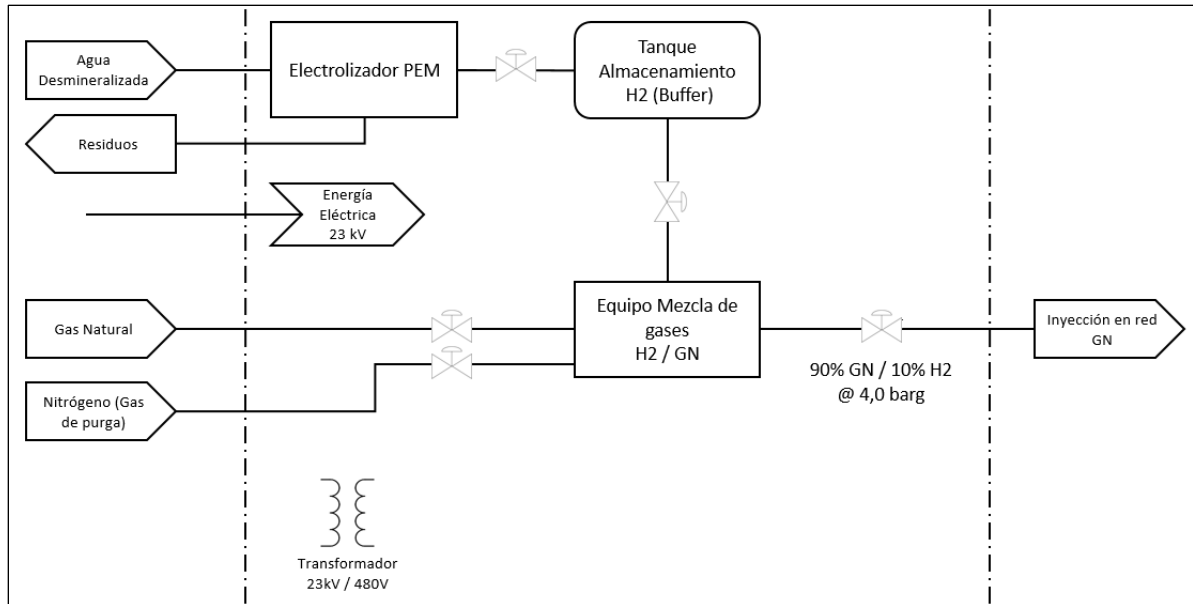


Figura 16. Diagrama de flujo típico de Planta H2V para inyección a red de GN.
Elaboración propia.

- **Terreno**

Según la información pública disponible de proyectos de hidrógeno que se han proyectado en Chile, en general se necesitan aproximadamente 200 m² por cada MW de electrolizador, más una base de 1.000 m² como mínimo. Este valor considera las instalaciones complementarias.

Por otro lado, durante el año 2022, el Ministerio de Vivienda y Urbanismo (MINVU) publicó la Circular ORD. N°0504 de la División de Desarrollo Urbano (DDU 470), sobre el uso de suelo aplicable a edificaciones, instalaciones y redes asociadas a la generación de H₂. En definitiva, señala que los proyectos que tengan por finalidad la generación de H₂ corresponden al tipo de suelo de infraestructura energética, cuando se encuentren dentro del área del Plan Regulador Comunal (PRC), mientras que, si están ubicados en una zona rural fuera del área del PRC, se debe contar con una aprobación de la Dirección General de Obras Municipales, informe favorable del SEREMI del MINVU y del SAG.

Finalmente, el valor de este tipo de terrenos depende de las características presentes, tales como, conectividad, factibilidad de conexión a la red eléctrica, si cuenta con factibilidad de agua potable. Si bien para efectos del presente estudio, y para el cálculo del LCOH en actividades posteriores, se puede considerar un valor como porcentaje del CAPEX de la planta de H₂, de acuerdo con información de terrenos disponibles en Chile, éste varía aproximadamente desde 0,5 a 1,5 UF/m² para zonas rurales, y entre 1 a 2,5 UF/m² para zonas industriales cuyo suelo permite infraestructura energética.

6.2 Abastecimiento de energía eléctrica

6.2.1 Consideraciones para la compra de energía mediante un contrato PPA renovable

Un PPA renovable (*Power Purchase Agreement* en inglés) es un contrato de compraventa de energía eléctrica, generalmente a largo plazo, realizado entre una empresa de generación eléctrica y el cliente final (generalmente pensado para industrias), donde ambos asumen obligaciones recíprocas. Para esto, las empresas distribuidoras de gas natural deberán hacer un contrato con un desarrollador renovable, con proyectos suficientes que permitan asegurar que los retiros de energía eléctrica para abastecer la demanda del cliente final se compensen con las inyecciones de energía eléctrica renovable generada (es un balance de energía renovable interno).

Para efectos de contratación de suministro, un cliente libre tiene la libertad de definir su propia estrategia de contratación. Dentro de las estrategias de contratación, existe la negociación directa, proceso uno a uno, o bien desarrollar un proceso de licitación público o privado.

El siguiente cuadro muestra los principales desarrolladores de energía renovable en Chile, según información obtenida a partir del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) y la Comisión Nacional de Energía (CNE):

Cuadro 18. Capacidad total de plantas de energías renovables de los 5 principales desarrolladores en Chile.

Generador Renovable	Potencial Instalada (MW)
ENEL (1)	5.988
COLBÚN	1.786
ENGIE	560
ACCIONA ENERGY	540
AES GENER	537
Total	9.411

(1) Considera ENEL Green Power y subsidiarias.

- **Principales cláusulas de los contratos por suministro de energía PPA**

Conforme a la información del mercado de energía, algunas de las cláusulas que se están negociando en los nuevos PPA son:

- a) **Bloques de Suministro:** Lo que se busca en los contratos libres es establecer un suministro por energía anual, la cual suele dividirse en bloques energía siendo estos horarios o no. Ello según las condiciones que establece el cliente en sus procesos de licitación de suministro.

- b) **Precio de la Energía:** Lo típico en este tipo de contratos es establecer un precio expresado en dólares de Estados Unidos por MWh (USD/MWh), cuyo valor es fijo al inicio del suministro que luego va siendo indexando por CPI (Consumer Price Index) de manera anual, semestral o mensual. Sin embargo, hay negociaciones en que el precio es indexado a otras variables del mercado como el IPC, el precio del carbón o costos marginales de alguna barra en particular.
 - c) **Precio de la potencia:** Este tipo de cargo es pagado por los retiros del sistema en donde se establece una modalidad Pass Through.
 - d) **Traspaso de otros costos:** Asociados al contrato de suministro de energía, existen una variedad de costos que son propios del sector, muchos de los cuales es difícil entender y gestionar por los clientes finales. En tal sentido, el traspaso de costos en modalidad *Pass-Through* es aceptada en forma natural para algunos costos tales como Peajes, Servicios Complementarios y Sobre costos del sistema.
 - e) **Autogeneración:** En consideración a la realidad actual respecto de los aspectos ambientales y de responsabilidad social que la sociedad exige a las empresas, los clientes requieren dejar establecida una condición que les permita, en el período que dura el contrato, la implementación de proyectos de eficiencia energética y/o autogeneración.
 - f) **Cláusulas de salida y Término anticipado:** Considerando la extensión de los contratos, la incertidumbre del largo plazo y las eventuales contingencia de carácter catastrófico que podría afrontar un cliente, es necesario considerar condiciones que faciliten dar término al contrato con antelación a su vencimiento, previendo que se contemplen las compensaciones justas que protejan al suministrador y mantengan un equilibrio económico del contrato suscrito. Una herramienta muy solicitada es el ejemplo de tablas de montos de compensaciones con relación a los meses remanentes hasta el fin del contrato.
 - g) **Certificación de Energía Verde:** Muchos clientes pertenecen a grupos internacionales o comercializan sus productos al extranjero, situación que exige cumplir con estándares y normativas respecto de la trazabilidad de sus productos y el efecto al medio ambiente derivado de sus procesos.
- **Estimación del precio total por suministro de energía eléctrica**

Un cliente libre en Chile (potencialmente las empresas distribuidoras de gas natural considerando el consumo propio junto con la planta de electrólisis, cuya potencia total debe ser igual o mayor a 500 kW) deberá pagar los siguientes componentes por costos de energía eléctrica:

- a. Precio de la energía eléctrica según contrato PPA.
- b. Precio por potencia.

- c. Precio de la transmisión (nacional, zonal y dedicada si aplica).
- d. Otros costos (servicios complementarios, sobrecostos, precio estabilizado, servicio público, entre otros).

El PPA es un contrato privado, por lo que no es posible obtener precios reales de contratos establecidos en Chile durante el último tiempo, sin embargo, existen algunos antecedentes que permitirían proyectar precios de energía para clientes libres. Así, Gamma Ingenieros contrató los servicios de la empresa de consultoría eléctrica Energence, la que tiene experiencia en el rubro, y que ha entregado soporte a varios grandes clientes (industriales y minería) en los procesos de negociación de contratos de energía por más de 10 TWh/año.

Una referencia de los precios de energía es el Precio Medio de Mercado (PMM), el que se determina con los precios medios de los contratos informados por las empresas generadoras a la CNE, correspondiente a una ventana de cuatro meses. A continuación, se presenta una proyección de los precios de energía hasta el año 2030, realizado por datos propios de la empresa consultora Energence.

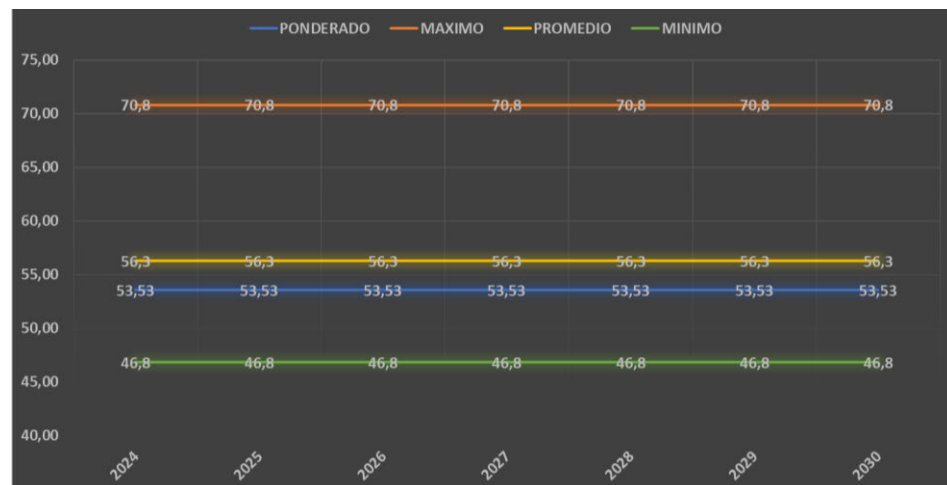


Gráfico 8. Proyección de precios de energía para clientes libres (PPA) en USD/MWh hasta el año 2030.

Tal como se observa los precios de mercado para clientes libres se encuentran en un rango entre 41 y 71 USD/MWh, los que dependen del proceso de negociación, considerando volúmenes y plazos del contrato.

Cabe destacar que para el año 2023 los contratos de energía en su mayoría están estructurados bajo el modelo Costo Marginal (CMg) + Fee. De acuerdo con la experiencia del consultor, se esperan tarifas fijas los próximos años, en torno a los 58 y 65 USD/MWh.

Por otro lado, el pago por uso de redes (transmisión nacional, zonal y dedicada) está regulado, según lo dispuesto en el artículo 115 de la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE). Además, las tarifas asociadas a la prestación de Servicios Complementarios (SSCC)²² también están definidas en la LGSE, en su artículo 72-7. Ambas tarifas se cobran a los clientes libres y regulados en Chile, a través de un Cargo Único, expresado en CLP/kWh.

A continuación, se presenta una proyección de las tarifas de transmisión y servicios complementarios, además de otros cargos de suministros distintos al precio de energía (PPA), todos ellos expresados en precios monómicos²³ en USD/MWh, hasta el año 2030.

Cuadro 19. Proyección de otros cargos de suministro distintos al precio de la energía

Descripción	Unidad	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Precio Potencia	US\$/MWh	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4
Transmisión Nacional/Zonal	US\$/MWh	14,0	14,5	16,5	17,0	21,0	23,0	23,0	23,0
Transmisión Dedicada	US\$/MWh	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Sobrecostos MT	US\$/MWh	5,0	6,0	6,0	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5
SSCC	US\$/MWh	0,5	0,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
Compensaciones Impto. Verde	US\$/MWh	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Precio Estabilizado	US\$/MWh	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Otros cargos (C. Partida)	US\$/MWh	0,0	0,0	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Servicio Público SSPP	US\$/MWh	1,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Total Otros Cargos	US\$/MWh	38,9	41,4	46,9	47,9	51,9	53,9	53,9	53,9

Es importante considerar que estos costos en general dependen de la energía consumida y de la potencia requerida, sin embargo, el precio de la transmisión zonal depende de la barra de retiro de energía del sistema (según la zona donde se encuentre ubicado el proyecto). Estos cargos son menores en la zona centro y norte del país y aumenta en las regiones del sur. Para mayor detalle, revisar el “Anexo 3. Cargos en el sistema de transmisión en Chile”.

Con todo lo anterior antes descrito, el siguiente gráfico muestra una proyección de los costos totales de suministro de energía eléctrica hasta el año 2030, separado por los distintos componentes de costos:

²² SSCC son al menos el control de frecuencia, el control de tensión y los planes de recuperación del servicio.

²³ El precio monómico es un precio medio ponderado que se calcula como el cociente entre los costos totales por suministro de energía y la energía total consumida, generalmente en CLP/kWh o USD/MWh.

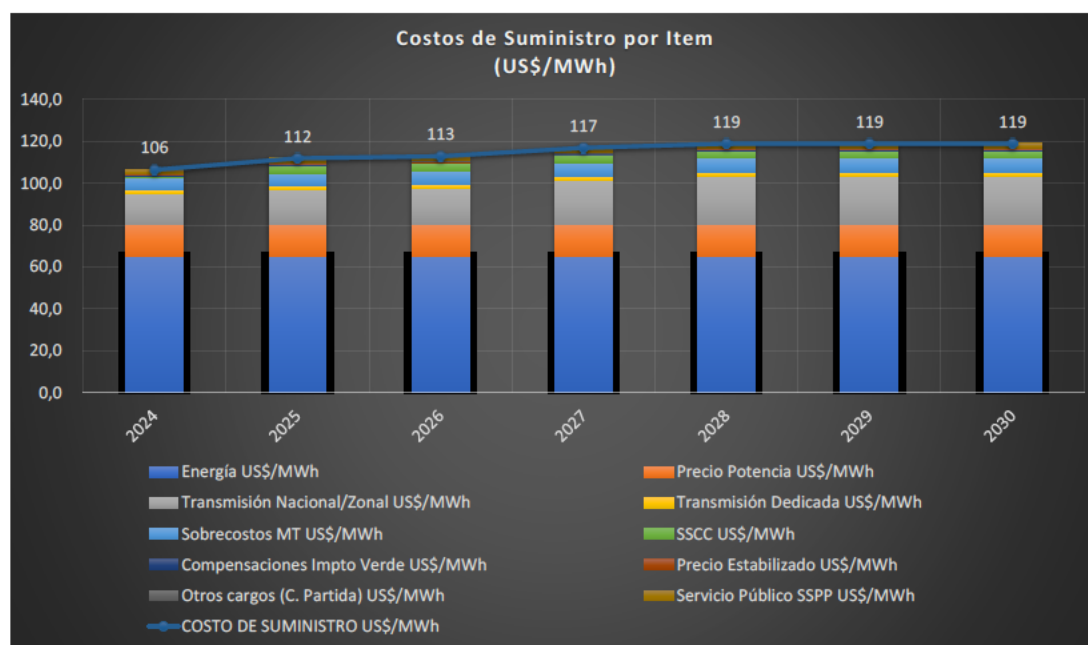


Gráfico 9. Proyección de costos totales de suministros de energía eléctrica hasta el año 2030.

Se observa que, si bien los precios de la energía eléctrica los próximos años podrían experimentar caídas debido a la introducción de proyectos renovables en Chile, son los costos del sistema que aumentan y hacen que el costo total del suministro no disminuya, y se estabilice en torno a los 119 USD/MWh los próximos años. En particular, esto es así por los servicios complementarios que se requieren para mantener la operación seguridad del sistema al introducir mayor generación renovable variable, y los costos de transmisión, dado los nuevos requerimientos de demanda que se ha experimentado en Chile, con nuevas inversiones que se deban realizar. Estos costos los pagan los clientes al sistema a prorrata de los retiros para abastecer cada una de las demandas.

En el “Anexo 4. Análisis para el suministro de energía eléctrica para producción de H2V (E-nergence)” se presenta el informe completo realizado por la empresa consultora eléctrica E-nergence respecto al análisis de suministro de energía eléctrica para la producción de H2V, la que incluye detalles específicos de contratos y estimación de costos totales de suministro.

6.2.2 Consideraciones para la producción propia de energía

Ahora bien, en el caso de que la empresa distribuidora de gas produzca su propia energía eléctrica renovable variable, utilizando por ejemplo tecnología fotovoltaica, se deberá considerar lo siguiente:

- **Planta de generación renovable:** Instalada en las cercanías de la planta de H2V, capaz de producir la cantidad de energía eléctrica requerida por ésta. Dada las ubicaciones de las zonas de concesión de las empresas distribuidoras a estudiar, las que se ubican en general en la zona centro y norte del país, se considera la generación fotovoltaica como la más eficiente en términos de costos, gracias también a su mayor desarrollo en el país.

Para la determinación de los costos, la planta incluye los paneles solares, caminos interiores, conexiones, inversores, equipos de medida, subestaciones elevadoras, entre otros.

- **Sistema de almacenamiento de energía (BESS – Battery Energy Storage System):** Debido a que la inyección de H2 depende de la demanda de gas natural, la que, si bien es menor en horas de noche, ésta sigue siendo continua, por lo que se debe considerar un sistema de almacenamiento de energía para suplir esas horas nocturnas.

La consideración anterior de instalar un sistema de almacenamiento de energía eléctrica supone que en términos de costos es más económico almacenar energía eléctrica que almacenar hidrógeno. Por lo tanto, la planta de generación renovable deberá contar con un sistema de almacenamiento eléctrico para suplir el consumo en horas que no exista el recurso solar.

Para la determinación de los costos asociados a la producción propia de energía renovable, se contrató a la empresa Círculo Ingeniería, la que estudió en particular 4 zonas de concesión de las zonas seleccionadas previamente (Metrogas Lo Aguirre, Gas Valpo en Talca, Gas Sur y Lipigas en Osorno), determinando la producción de energía eléctrica, a partir de plantas fotovoltaicas, y así, se dimensionó el sistema de almacenamiento, calculando finalmente sus costos asociados. Para el resto de las zonas de concesión se extrapolan los resultados.

Para determinar los costos de generación propia en estas zonas, se han evaluado los siguientes tamaños de planta H2V (el detalle de este dimensionamiento se encuentra en la subsección 8.1):

<u>Zona de concesión</u>	<u>Tamaño planta H2V (10%-20% H2)</u>
• Metrogas Lo Aguirre (Santiago) • Gas Valpo (Talca) • Gassur s/ LA (Concepción) • Lipigas – Osorno (Osorno)	

Se ha supuesto, además, que, dada las horas de sol y producción de energía eléctrica, sólo es posible generar el 33% del tiempo (en promedio 8 horas de sol), mientras que el resto del tiempo (66%) deberá ser suplido por baterías. Es decir, durante aproximadamente 8 horas, la generación deberá ser capaz de generar la energía eléctrica que requiere la planta de H2V de manera instantánea, y además, producir la energía eléctrica que debe ser almacenada para alimentar la planta de H2V en las horas que no exista el recurso solar.

Los resultados respecto a las inversiones totales del sistema FV + BESS son las siguientes:

Cuadro 20. CAPEX planta de generación FV + BESS

Zona	CAPEX 10% Blending [USD]	CAPEX 20% Blending [USD]
Metrogas Lo Aguirre		
Gas Valpo		
Gassur s/ LA		
Lipigas - Osorno		

Por otro lado, los costos de operación y mantenimiento, cuyo principal servicio es la limpieza de los paneles, son los siguientes:

Cuadro 21. OPEX planta de generación FV + BESS

Proyecto	OPEX 10% Blending [USD/año]	OPEX 20% Blending [USD/año]
Metrogas Lo Aguirre		
Gas Valpo		
Gassur s/ LA		
Lipigas - Osorno		

A partir de los resultados obtenidos, es posible calcular el Costo Nivelado de Energía (LCOE por sus siglas en inglés “*Levelized Cost of Energy*”), el cual es especialmente utilizado para comparar, en aspectos económicos, distintos proyectos. Este costo considera todos los costos de inversión, operación, reflejando así un costo total para el inversionista.

El siguiente cuadro muestra los LCOE promedio obtenidos para las 4 zonas estudiadas, considerando una tasa de descuento de un 6%:

Cuadro 22. LCOE promedio obtenido en las zonas evaluadas

Proyecto	LCOE [USD/MWh]
Metrogas Lo Aguirre	
Gas Valpo	
Gassur s/ LA	
Lipigas - Osorno	

Contrario a lo que se podría pensar sobre LCOE en Chile, y las proyecciones que existen en nuestro país, se observa que estos costos están por sobre los 100 USD/MWh. La principal explicación son los altos costos de inversión de los sistemas de almacenamiento BESS. De hecho, estos resultados conversan con la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) del Ministerio de Energía, donde se ha evaluado los costos nivelados de producción de energía renovable (LCOE) en la actualidad y su proyección a 40 años. En el siguiente gráfico se presentan los LCOE para distintas tecnologías renovables hasta el año 2050:

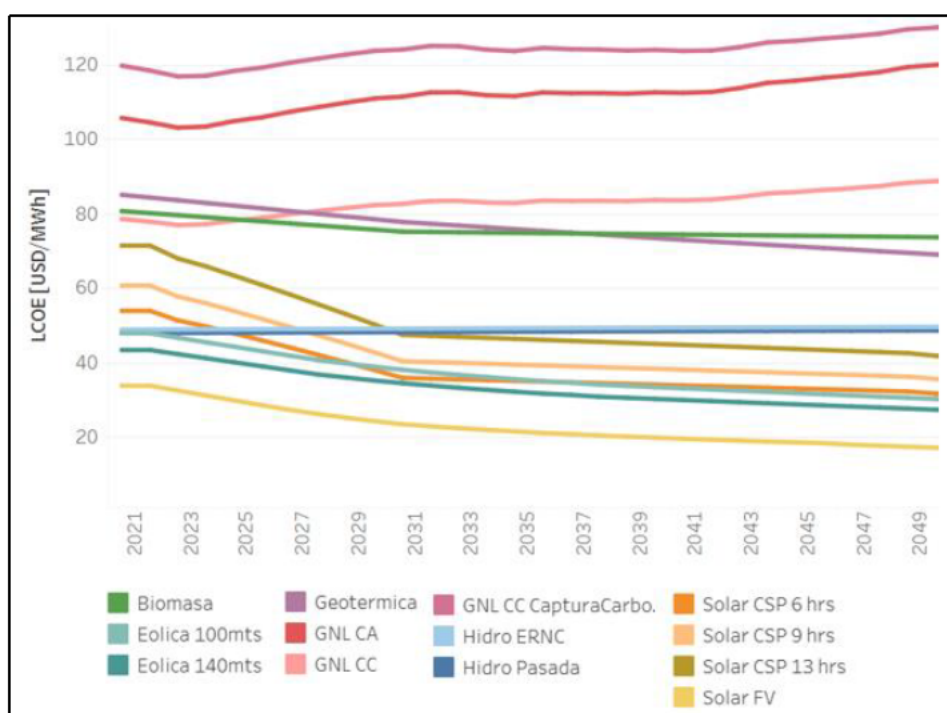


Gráfico 10. Costos nivelados de energía eléctrica renovable (LCOE) para distintas tecnologías [1].

Tal como se comentó previamente, la tecnología solar fotovoltaica (FV) es la tecnología de generación renovable que presenta LCOE más bajos en Chile, los que al año 2023 alcanzan un valor aproximado de 31 USD/MWh (con un valor de inversión de 802 USD/kW y factor de planta de 30%), los que al año 2050 se esperan que disminuyan alrededor de un 50%.

Por otro lado, la PELP hace un análisis similar con las tecnologías de almacenamiento, cuya proyección de costos nivelados se presenta en el siguiente gráfico:

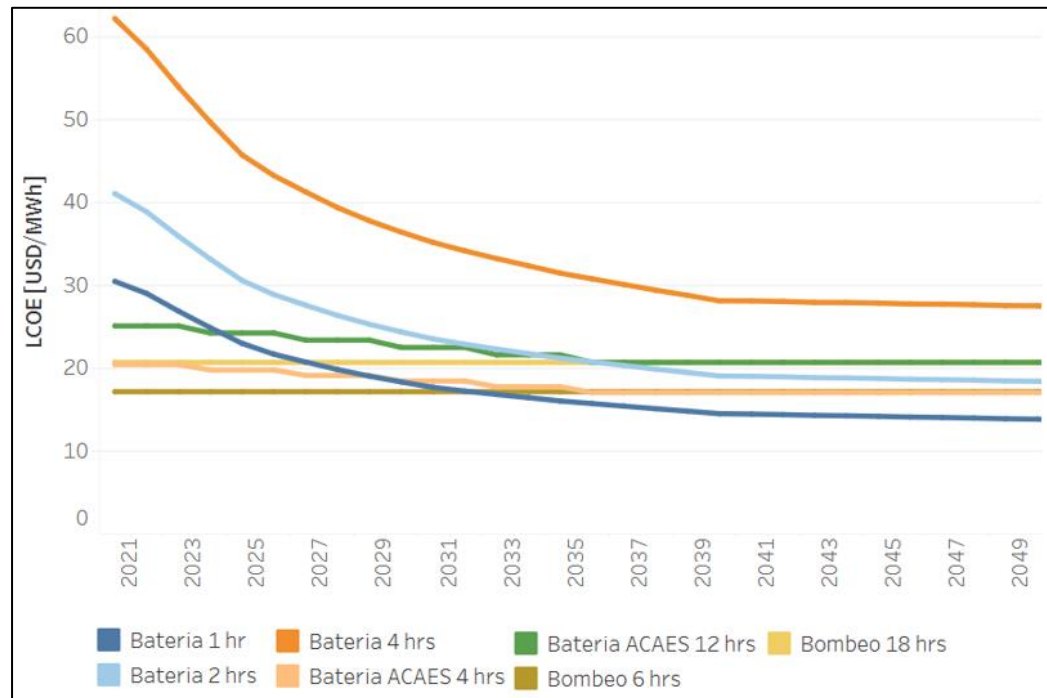


Gráfico 11. Costos nivelados de almacenamiento de energía para distintas tecnologías [1].

Del gráfico se observa que las tecnologías de almacenamiento actualmente alcanzan valores incluso mayores que las mismas tecnologías de generación de energía, producto de que recién se están instalando grandes capacidades de almacenamiento en el mundo, por lo que es una tecnología que no tiene la suficiente madurez que permita alcanzar costos competitivos en el mercado. En particular, una batería con capacidad de almacenamiento de 4 horas, en el año 2023, tiene un costo aproximado de 49,6 USD/MWh. Por lo tanto, el LCOE estaría alrededor de 80 USD/MWh (factor de planta de 30%).

Ahora bien, para nuestro caso en particular, las horas de almacenamiento son mucho mayores, por lo que estos son más altos, coincidiendo entonces con los resultados obtenidos por el estudio de LCOE realizado para las zonas en particular.

Los LCOE obtenidos previamente son considerando un valor de inversión de los BESS igual a 280.000 USD/MWh. En la práctica, las proyecciones indican que el CAPEX de las baterías podría disminuir considerablemente. El siguiente cuadro

muestra los LCOE obtenidos considerando un valor de inversión de los BESS igual a 200.000 USD/MWh.

Cuadro 23. LCOE promedio obtenido en las zonas evaluadas, con disminución del valor de inversión de BESS

Proyecto	LCOE [USD/MWh]
Metrogas Lo Aguirre	
Gas Valpo	
Gassur s/ LA	
Lipigas - Osorno	

En otras palabras, una reducción del CAPEX de los BESS igual a 29% (280 MUSD/MWh a 200 MUSD/MWh) haría disminuir los LCOE de las zonas evaluadas en aproximadamente ■%.

En el “Anexo 5. Cálculo de costos nivelados de energía LCOE (Círculo Ingeniería)” se presenta el estudio completo realizado por la empresa Círculo Ingeniería.

Finalmente, es relevante considerar que, para esta opción de producción propia de energía eléctrica por el distribuidor de gas, es necesario contar con terrenos con espacio suficiente para instalar este tipo de proyectos, con un requerimiento aproximado de 4 m²/kW instalado, y cuyo precio de terrenos se pueden suponer similares a los comentados en el subcapítulo 6.1.

6.2.3 Costos nivelados de energía eléctrica (LCOE) a considerar para la evaluación económica

Para concluir acerca del LCOE a considerar en estas zonas de concesión para el cálculo del LCOH y la evaluación económica a realizar posteriormente, dependerá de la solución óptima que se presentan en cada una de la empresa. Para ello, es necesario considerar las potencias instaladas para la alimentación de la planta H2V en estas zonas de concesión, serían menores a 500 kW. El siguiente cuadro muestra los requerimientos de potencia eléctrica para las distintas zonas de concesión más factibles de distribuir blending, seleccionadas previamente, considerando un 10% de inyección de H2 (el detalle de este cálculo se encuentra en la subsección 8.1):

Cuadro 24. Tamaño de electrolizador de las zonas evaluadas

Región	Empresa	Tamaño Electrolizador (MW)
II	Lipigas	
IV	Gas Valpo	
VII	Gas Valpo	
XVI	Intergas	
VIII	Gassur s/ LA	
VIII	Gassur LA	
IX	Intergas	
X	Metrogas-Pto Montt	
X	Metrogas-Pto Varas	
X	Metrogas Osorno	
X	Lipigas - Puerto Montt	
X	Lipigas - Osorno	
XIII	Metrogas Lo Aguirre	
V	Gas Valpo Casablanca	

Del cuadro anterior, se observa que

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]²⁴.

Si se observa el Gráfico 9 descrito previamente, los costos totales de suministro eléctrico de la red se proyectan en torno a los 119 USD/MWh los siguientes años, valor que es superior al LCOE obtenido, sin embargo, la configuración óptima sería la siguiente:

- ✓ Durante las horas de sol (en promedio 8 horas al día) inyectar energía a partir de una planta fotovoltaica sin almacenamiento, es decir, dimensionar la planta de generación sólo para abastecer la potencia nominal de la planta H2V. [REDACTED].
- ✓ Durante el resto del tiempo la energía se obtiene desde la red eléctrica.

Con esta configuración, el LCOE de Gas Sur, sería igual a [REDACTED].

²⁴ Si bien en el punto de inyección a la red de GN, donde se instalará la planta, podrían existir otros equipos propios de la empresa que podrían aumentar la demanda, éstos desde un punto de vista de demanda energética es despreciable. El activo con mayor demanda podría ser una Planta de Regasificación de GNL (PSR), sin embargo, la capacidad eléctrica es baja (<50 kW).

Para el resto de las zonas, se ha supuesto lo siguiente:

- a. [REDACTED]
- b. [REDACTED]
- c. [REDACTED]
- d. [REDACTED]
- e. [REDACTED]
- f. [REDACTED]

El siguiente cuadro muestra los LCOE finales para todas las zonas de concesión factibles de utilizar blending, tanto para los costos actuales de BESS (280 MUSD/MWh) como los costos proyectados (200 MUSD/MWh).

Cuadro 25. LCOE para cada zona de concesión factible de distribuir Blending a corto plazo.

Región	Empresa	LCOE (USD/MWh) BESS 280 MUSD/MWh	LCOE (USD/MWh) BESS 200 MUSD/MWh
II	Lipigas		
IV	Gas Valpo		
VII	Gas Valpo		
XVI	Intergas		
VIII	Gassur s/ LA		
VIII	Gassur LA		
IX	Intergas		
X	Metrogas-Pto Montt		
X	Metrogas-Pto Varas		
X	Metrogas Osorno		
X	Lipigas - Puerto Montt		
X	Lipigas - Osorno		
XIII	Metrogas Lo Aguirre		
V	Gas Valpo Casablanca		

En el caso que los BESS disminuyan su valor a 200 MUSD/MWh, convendría en todos los casos instalar una planta de generación propia sin conectarse a la red.

Estos valores serán utilizados posteriormente para el cálculo del LCOH y la variación de las tasas de rentabilidad de las empresas distribuidoras de gas.

6.3 Alternativa de compra de H2 a un tercero versus producción propia

Todas las inversiones y consideraciones antes expuestas son similares tanto para el escenario en que la misma empresa distribuidora produzca su propio hidrógeno, como para el escenario en que un tercero suministre la demanda de H2, a base de un contrato a firme, es decir, tamaño de los electrolizadores necesarios para satisfacer la demanda de H2 en una determinada zona de concesión, equipos complementarios, terrenos y abastecimiento de energía eléctrica.

Sin perjuicio de lo anterior, a continuación, se presentan algunas diferencias (de manera conceptual) entre ambas alternativas:

- A. **Almacenamiento de hidrógeno:** Si suponemos que la empresa distribuidora produzca su propio hidrógeno, instalando una planta de H2 en las cercanías del punto de inyección a la red, no se contempla el almacenamiento de H2, ya que el hidrógeno producido se inyectará directamente a la red por medio del equipo mezclador.

En caso contrario, si un tercero abastece de H2 a la empresa distribuidora, es de suponer que éste instalará la planta en un terreno distinto al del punto de inyección de la red, por lo que debe contemplar un sistema de almacenamiento para su posterior transporte.

- B. **Transporte de hidrógeno:** Si continuamos con el escenario descrito previamente, en el caso que la empresa distribuidora produzca su propio H2, no será necesario el transporte, sin embargo, si un tercero abastece de H2 a la distribuidora de GN, sí debe considerar el transporte.

Para el rango de demandas de H2 de cientos de kg de hidrógeno producido, presentadas en el Cuadro 29, el transporte se realizaría por tube trailers previamente alimentados mediante un estanque de almacenamiento de H2 a alta presión.

- C. **Competitividad en costos de producción de H2 por economías de escala:** Eventualmente existe la posibilidad de que el proveedor de H2 que pueda abastecer a una empresa distribuidora de gas, lo más probable es que proyecte su planta de producción de H2 pensando en abastecer a otros mercados, sin embargo, la posibilidad de tener un mercado del H2 en el centro sur del país es mínimo, por lo que la probabilidad de que exista un gran proveedor de H2 que abastezca grandes requerimientos de H2 en la zona, y a su vez, las demandas de las empresas distribuidoras de gas es también mínima. Lo anterior se observa al analizar todos los

proyectos industriales a gran escala de H2 anunciados en Chile, donde absolutamente todos se ubican en la Región de Antofagasta o la Región de Magallanes.

Finalmente, y considerando todas estas diferencias entre las alternativas de producción propia o abastecimiento de H2 por un tercero, para efectos del estudio se supondrá que el costo será el mismo, dado que el precio máximo del kilo de hidrógeno que la empresa concesionaria de gas está dispuesta a pagar a un tercero (proveedor), en el punto de inyección al sistema de distribución, sería equivalente al costo de producirlo.

6.4 Conclusiones

1. Para la planta de H2 no solo se debe considerar el electrolizador, sino que también se deben tener presente todos los equipos complementarios para su funcionamiento y la inyección de H2 en las redes de GN. Esto es relevante dada las altas inversiones que presentan estos equipos, lo cual se estudiará más adelante.
2. El abastecimiento de energía eléctrica, por la potencia requerida de la planta de H2V, para las zonas de concesión seleccionadas, se debe realizar con producción propia de energía eléctrica y su almacenamiento, salvo [REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED].
3. Los costos nivelados de energía LCOE son elevados, en general por sobre los 100 USD/MWh, particularmente por los altos costos de almacenamiento que deben ser considerados, dado que se debe suministrar H2 las 24 horas del día.
4. Se considera que el costo del H2 que la empresa concesionaria estaría dispuesta a pagar a un tercero, en el punto de inyección, sería equivalente al costo de producirlo.

6.5 Referencias

[1] Planificación Energética de Largo Plazo (PELP), Ministerio de Energía, “Costos nivelados de Energía Eléctrica Renovable (LCOE)”, 2023, [en línea] <<https://energia.gob.cl/pelp/proyecciones-de-costos>>.

7 Proyección de volúmenes de H2 en las redes de distribución de gas

El siguiente subcapítulo es parte de las actividades del objetivo específico N°3, cuyas otras actividades relativas a inversiones en adaptación, serán abordadas en capítulos siguientes. Por otro lado, las tecnologías de mezclado fueron analizadas en el subcapítulo 3.5, mientras que el análisis de límites técnicos de porcentajes de inyección de H2 en las redes de distribución, actividad que también es parte del objetivo específico N°3, fue largamente abordado en el capítulo 4.

7.1 Determinación de consumos de gas natural de las empresas distribuidoras para el caso base

La CNE compartió las demandas de gas natural de cada una de las empresas concesionarias de gas a partir del informe realizado por el consultor quien desarrolló el estudio de bienes eficientes de las empresas concesionarias de gas natural (en adelante “consultor de bienes eficientes”), en el proceso del Informe Técnico al que se refiere el artículo 33 Bis de la Ley de Servicios de Gas (abril 2022), para la determinación del Valor Nuevo de Reemplazo para el cuatrienio 2022-2025. En este informe se indican las demandas históricas de GN de cada empresa por zona de concesión y por tipo de cliente hasta el año 2020. Para los años siguientes, se presentan para cada zona de concesión, la proyección de demandas que realizó la misma empresa concesionaria y la proyección de demanda realizada por el consultor de bienes eficientes hasta el año 2036.

Así, las demandas anuales de gas natural por empresa y por zona de concesión más factibles de distribuir blending, para el año base 2020, según lo establecido en el subcapítulo 5.2, son las siguientes:

Cuadro 26. Consumos de gas natural por empresa y zona de concesión del año 2020.

Región	Empresa	Consumo GN total (m3S/año)
II	Lipigas	
IV	Gas Valpo	
VII	Gas Valpo	
XVI	Intergas	
VIII	Gassur s/ LA	
VIII	Gassur LA	
IX	Intergas	
X	Metrogas-Pto Montt	
X	Metrogas-Pto Varas	
X	Metrogas-Osomo	
X	Lipigas - Puerto Montt	
X	Lipigas - Osomo	
XIII	Metrogas Lo Aguirre	
V	Gas Valpo Casablanca	
Total		

7.2 Determinación de consumos de H2 por zonas de concesión

Para dimensionar la planta de H2 se considera el mes de menor consumo de gas natural, el que corresponde comúnmente a algunos de los meses de verano. Lo anterior, es para optimizar las inversiones a realizar por cada una de las empresas concesionarias. Esto significa que el electrolizador siempre estará funcionando a máxima capacidad, entregando un flujo de H2 constante, por lo que el porcentaje de blending irá variando, es decir, en meses de menor consumo en verano, el porcentaje de blending será el definido como porcentaje a inyectar (por ejemplo, un 10%), mientras que, en meses de invierno de mayor consumo de gas natural, el porcentaje de blending será menor. En caso contrario, si se dimensionara el electrolizador para la demanda mensual promedio o máxima, en los meses de menor consumo el electrolizador estaría obligado a trabajar en un rango de capacidad mínimo para no sobrepasar los límites de H2 factibles técnicamente, los que se han recomendado en un 10% a corto plazo, resultando en un sistema muy antieconómico.

Puesto que la CNE no dispone de las demandas mensuales de gas natural de las empresas concesionarias, para cada tipo de cliente, se utilizarán estacionalidades típicas de demanda de gas natural por mes, a partir de estimaciones realizadas por Gamma Ingenieros en proyectos previos e información pública de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), el que se presenta a continuación:

Cuadro 27. Estacionalidad típica mensual del consumo de gas natural por tipo de cliente en Chile.

Mes	Residencial	Comercial	Industrial
Enero	0,56	0,80	1,01
Febrero	0,52	0,68	0,98
Marzo	0,56	0,71	1,10
Abril	0,64	0,70	0,99
Mayo	0,85	0,83	0,96
Junio	1,51	1,33	0,92
Julio	1,85	1,61	0,97
Agosto	1,70	1,46	0,99
Septiembre	1,39	1,39	0,99
Octubre	0,97	0,96	1,07
Noviembre	0,75	0,81	1,00
Diciembre	0,71	0,74	1,01

Ahora bien, para determinar los consumos de H2 es necesario igualar la demanda energética (en kcal/hr por ejemplo) en cada una de las zonas de concesión, de manera tal que se mantenga constante la entrega de calor en cada uno de los usos finales del GN (equipos finales). En otras palabras, se debe cumplir lo siguiente:

$$Calor\ Total\ \left[\frac{kJ}{hr}\right] = Flujo\ GN\ \left[\frac{m^3}{hr}\right] * PCSGN\ \left[\frac{kJ}{m^3}\right] + Flujo\ H2\ \left[\frac{m^3}{hr}\right] * PCSH2\ \left[\frac{kJ}{m^3}\right] \quad (11)$$

Considerando el límite máximo de inyección de H2 antes descrito, cuya recomendación de Gamma es un 10% a corto plazo, y suponiendo que las zonas de concesión seleccionadas no presentan limitaciones por redes de acero a alta presión o usos finales críticos, en el siguiente cuadro se presentan las demandas de H2 considerando una inyección de un 10% en volumen para el mes de menor consumo.

Nota: En los siguientes cuadros, se expresa la demanda energética en kcal/hr, dado que es la unidad utilizada comúnmente en la industria.

Cuadro 28. Cálculo de demandas de H2 de las empresas distribuidoras de gas por zona de concesión para el caso base, considerando un 10% de H2 en volumen.

Región	Empresa	Consumo mínimo mensual GN (m3S/mes)	Consumo GN (m3S/hr)	Calor demanda (MMkcal/hr)	Flujo Nuevo GN (m3S/hr)	Flujo H2 (m3S/hr)	%H2	Flujo H2 (kg/hr)
II	Lipigas							
IV	Gas Valpo							
VII	Gas Valpo							
XVI	Intergas							
VIII	Gassur s/ LA							
VIII	Gassur LA							
IX	Intergas							
X	Metrogas-Pto Montt							
X	Metrogas-Pto Varas							
X	Metrogas-Osorno							
X	Lipigas - Puerto Montt							
X	Lipigas - Osorno							
XIII	Metrogas Lo Aguirre							
V	Gas Valpo Casablanca							
Total								

De la misma manera, para efectos ejemplificadores, se han determinado las demandas de H2, considerando porcentajes de inyección de un 5% y 20%, las que se muestran en el siguiente cuadro resumen:

Cuadro 29. Demandas de H2 de las empresas distribuidoras de gas por zona de concesión para el caso base. Resumen considerando inyecciones de 5%, 10% y 20%.

Región	Empresa	Consumo mínimo mensual GN (m3S/mes)	5% H2		10% H2		20% H2	
			Flujo H2 (m3S/hr)	Flujo H2 (kg/hr)	Flujo H2 (m3S/hr)	Flujo H2 (kg/hr)	Flujo H2 (m3S/hr)	Flujo H2 (kg/hr)
II	Lipigas							
IV	Gas Valpo							
VII	Gas Valpo							
XVI	Intergas							
VIII	Gassur s/ LA							
VIII	Gassur LA							
IX	Intergas							
X	Metrogas-Pto Montt							
X	Metrogas-Pto Varas							
X	Metrogas-Osorno							
X	Lipigas - Puerto Montt							
X	Lipigas - Osorno							
XIII	Metrogas Lo Aguirre							
V	Gas Valpo Casablanca							
Total								

7.3 Proyección de volúmenes necesarios de H2

La CNE dispuso de la información de proyecciones de volúmenes de gas natural para todas las empresas distribuidoras, según el informe del consultor de bienes eficientes. En el siguiente gráfico se presentan las demandas de gas natural hasta el año 2036 de las empresas distribuidoras de gas factibles de distribuir H2 en el corto plazo:

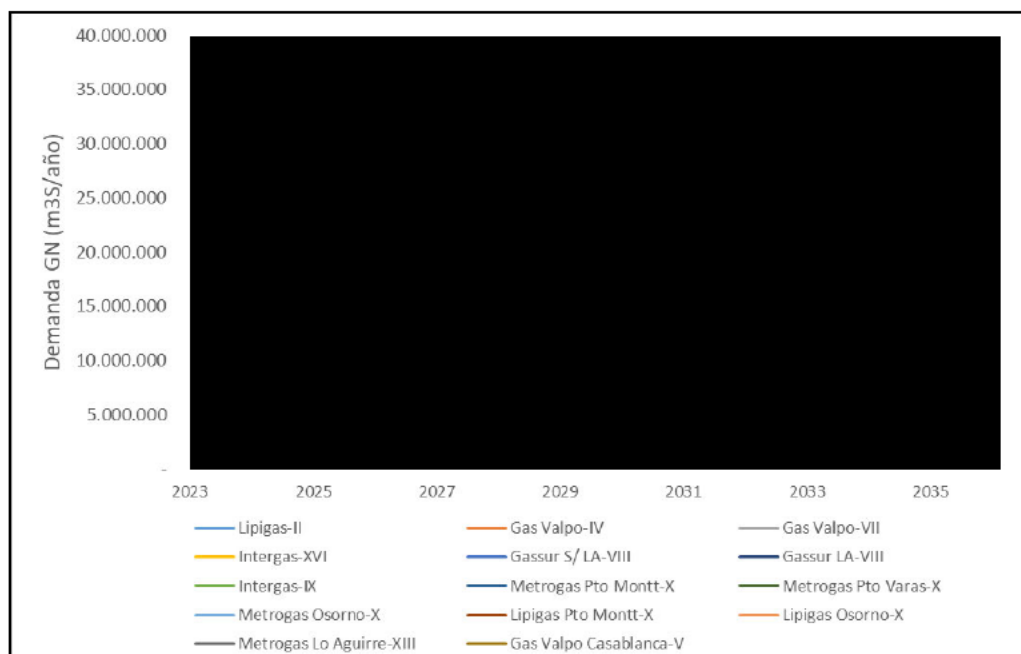


Gráfico 12. Demandas de gas natural anual de las empresas distribuidoras de gas natural hasta el año 2036.

Se observa que, de este universo de empresas, [REDACTED]

Para estimar la demanda de hidrógeno se realizará con la misma metodología descrita en el subcapítulo 7.2, es decir, se determinará la demanda de H₂, considerando el mes de menor consumo, y se igualará el requerimiento energético, según la Formula 13. De esta forma el siguiente gráfico muestra las demandas de gas natural para los meses de menor consumo:

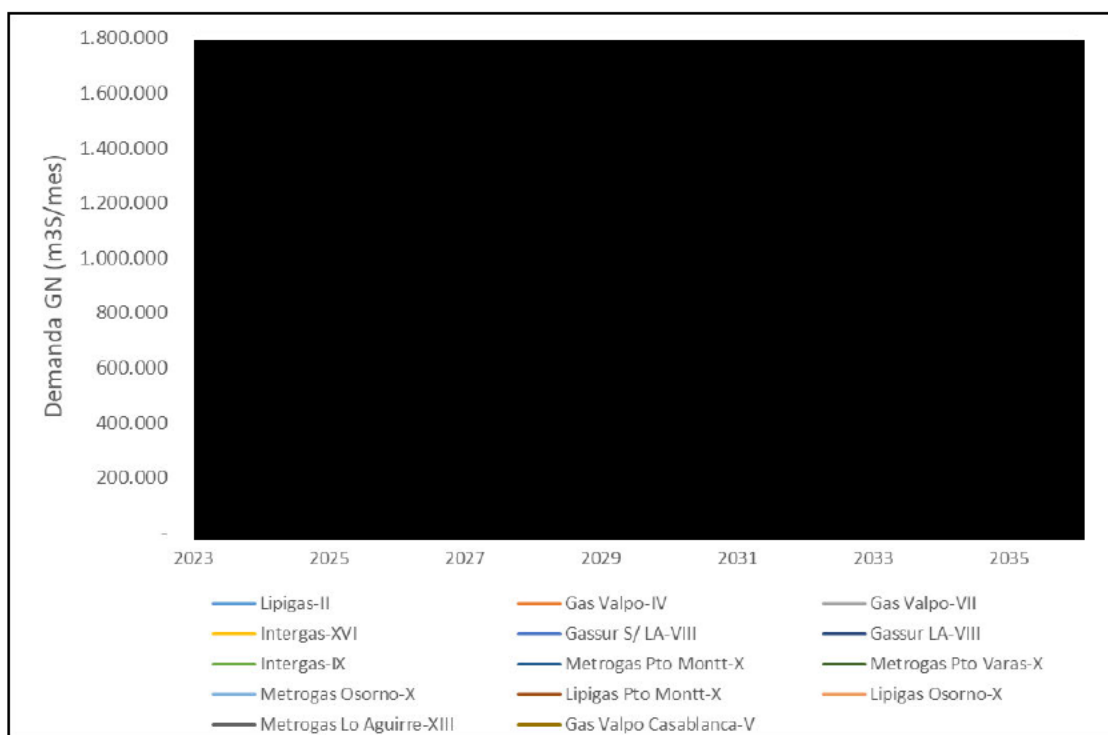


Gráfico 13. Demandas de gas natural en el mes de mínimo consumo de las empresas distribuidoras de gas hasta el año 2036.

A partir de estas demandas de gas natural del mes de menor consumo, se presentan las demandas de hidrógeno en el mismo mes para un 10% de inyección de H₂:

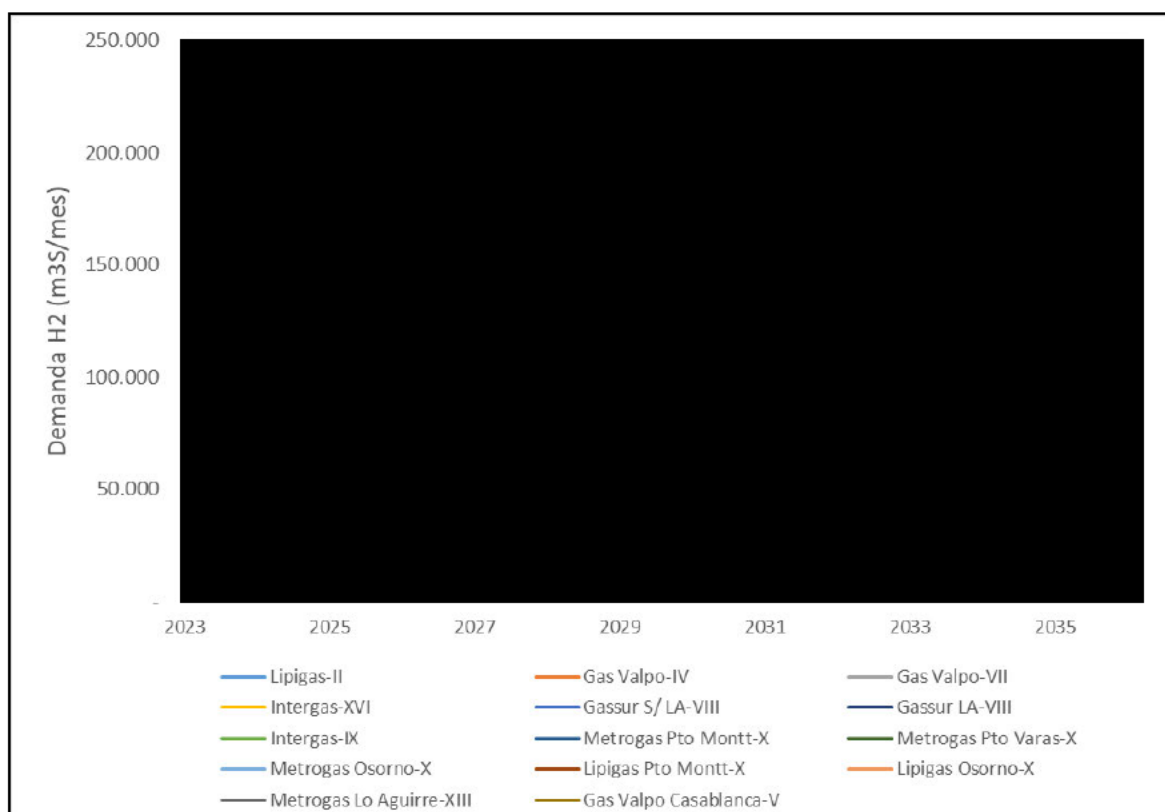


Gráfico 14. Demandas de hidrógeno en el mes mínimo para las empresas distribuidoras de gas hasta el año 2036, con un 10% de inyección de H2.

Ahora bien, en el siguiente gráfico se presentan las demandas anuales de hidrógeno considerando un 10% de inyección de H2 en volumen.

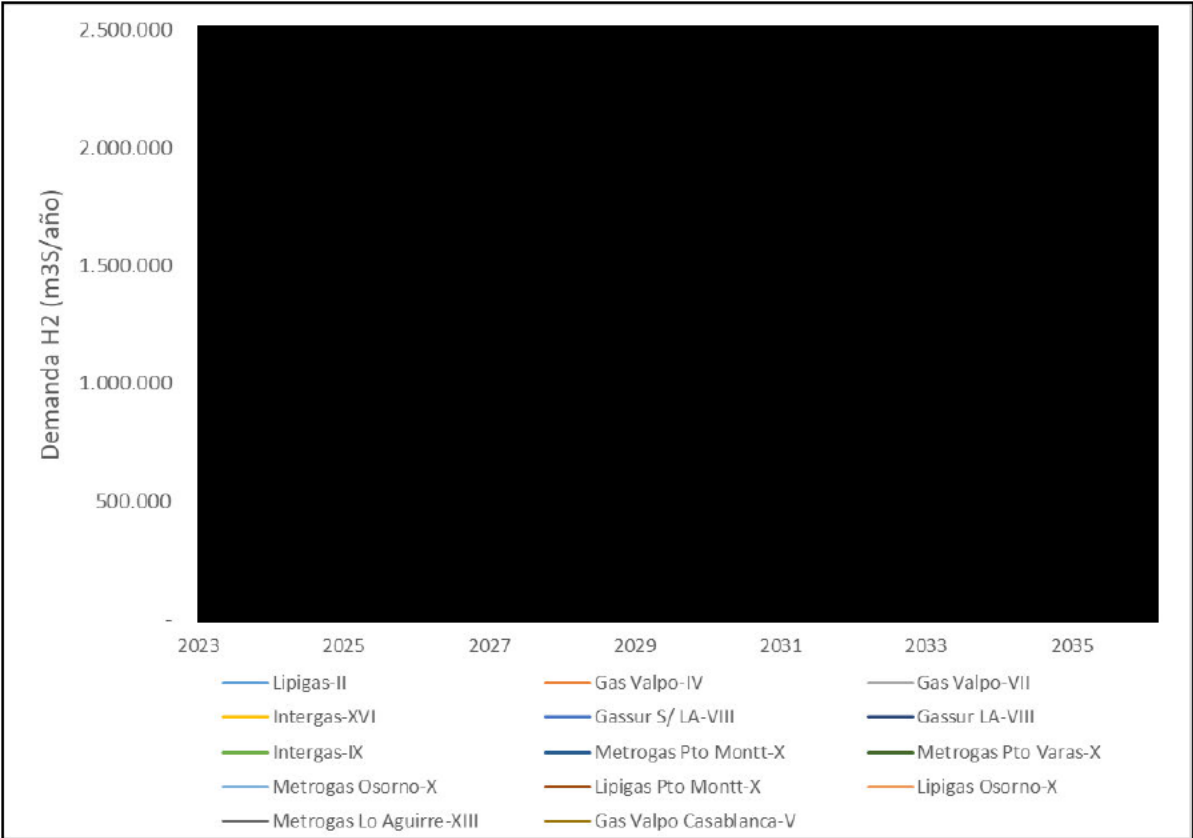


Gráfico 15. Demandas anuales de hidrógeno para las empresas distribuidoras de gas hasta el año 2036, con un 10% de inyección de H2.

Siguiendo con la tendencia antes descrita, las empresas [REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

Estas demandas de hidrógeno serán utilizadas posteriormente para el dimensionamiento del electrolizador y su respectiva estimación de inversiones.

En el “Anexo 6. Proyección de demandas de H2” se muestra el detalle completo de la proyección de demanda de H2 de estas zonas para porcentajes de blending de 5%, 10% e incluso a modo de ejemplo para 20% en volumen.

8 Estimación de inversiones en nuevos equipos y adaptaciones de las redes de distribución

En el presente capítulo se determinarán las inversiones necesarias para la inyección de H2 en las redes de gas natural. Estas inversiones contemplan la planta de H2V, con sus equipos complementarios, y los costos de adaptaciones (“retrofit”) en algunos activos de gas natural de las redes de distribución, según lo señalado en el subcapítulo 5.3.

Es importante mencionar que la determinación de las inversiones se realizó considerando una estimación Clase 5, según AACE (*The Association for the Advancement of Cost Engineering*), el que considera una precisión esperada en el rango de -50% a 100%²⁵. Sin perjuicio de lo anterior, en algunos casos, se han estimado las inversiones con un nivel de certeza mayor de lo requerido, considerando cotizaciones, costos reales de las empresas distribuidoras y/o consultas a proveedores de tecnologías. Esto también aplica para los mayores costos de mantenimiento que se detallarán en capítulos posteriores.

8.1 Inversiones en Planta H2V

Tal como se comentó en el subcapítulo 6.1, la planta de H2V se compone del electrolizador, la planta de tratamiento de agua, el mezclador, un estanque buffer y todas las tuberías y fittings necesarios para las interconexiones de la planta con los diferentes utilities.

Para determinar cada una de estas inversiones es necesario conocer la demanda de H2 para cada zona de concesión y así dimensionar la planta de H2. Para el dimensionamiento de la planta, se considera lo siguiente:

- A. Tal como se comentó previamente, la planta de hidrógeno se dimensionará considerando el mes de menor demanda de GN, de forma tal de que ésta trabaje durante todo el año prácticamente a plena carga, optimizando de esta manera las inversiones requeridas.
- B. Se dimensionará la planta de forma tal de abastecer la demanda de H2 para el 2030. Este supuesto es el mismo utilizado en la mayoría de los proyectos de plantas de producción de combustibles, o similares, para abastecer los siguientes 5 a 10 años sin tener que necesitar de ampliaciones en una etapa temprana. De todas maneras, las plantas de H2V son modulares, por lo que es factible futuras ampliaciones.

²⁵ Considera un nivel de definición del proyecto en su etapa inicial del orden entre un 0% y 2%.

Considerando el nivel de madurez de las tecnologías de producción de H₂, según lo descrito en el subcapítulo 3.1, se determinará el tamaño de planta de H₂ (tecnología PEM), utilizando la siguiente ecuación:

$$\text{Capacidad Electrolizador (MW)} = \text{Flujo H}_2 \left[\frac{\text{m}^3}{\text{hr}} \right] * 0,0051 \left[\frac{\text{MWh}}{\text{m}^3} \right] \quad (12)$$

Donde el factor $0,0051 \left[\frac{\text{MWh}}{\text{m}^3} \right]$ mide la eficiencia del sistema o más exactamente el consumo específico de la planta de H₂V, equivalente a 57,23 kWh/kg_H₂. El siguiente cuadro muestra el tamaño de planta de H₂ en MW para los escenarios de inyección de H₂ de 10% y 20%.

Cuadro 30. Dimensionamiento de electrolizador considerando una inyección de H₂ de 10% y 20% para el 2030 por zona de concesión.

Región	Empresa	10% Blending		20% Blending	
		Flujo H ₂ (kg/hr)	Tamaño Electrolizador (MW) (1)	Flujo H ₂ (kg/hr)	Tamaño Electrolizador (MW) (1)
II	Lipigas				
IV	Gas Valpo				
VII	Gas Valpo				
XVI	Intergas				
VIII	Gassur s/ LA				
VIII	Gassur LA				
IX	Intergas				
X	Metrogas-Pto Montt				
X	Metrogas-Pto Varas				
X	Metrogas Osomo				
X	Lipigas - Puerto Montt				
X	Lipigas - Osomo				
XIII	Metrogas Lo Aguirre				
V	Gas Valpo Casablanca				

(1) Los valores de tamaño del electrolizador corresponden a aproximaciones con 2 decimales. Los valores reales se pueden en el archivo Excel "Inversiones y Rentabilidad de empresas de gas para proyectos de H₂".xlsx" enviado junto con el Informe Final.

Si bien en el subcapítulo 3.1 se presentan costos inversión de electrolizadores a partir de la literatura, con un tope máximo de aproximadamente 1.800 USD/kW, de acuerdo con la experiencia del consultor, y la participación de proyectos de H₂ durante los últimos años, los costos reales de los electrolizadores y los equipos complementarios es superior. Por este motivo, para la estimación de inversión de la planta de H₂, se utilizó información propia de Gamma Ingenieros, y además, se solicitó una cotización a [REDACTED]. Esta empresa, envió una cotización para los siguientes equipos:

- ✓ Electrolizador PEM.
- ✓ Plata de tratamiento de agua por Ósmosis Reversa.
- ✓ Piping y fittings para la interconexión de la planta con los utilities.
- ✓ Almacenamiento buffer.

A partir de lo anterior, el siguiente cuadro muestra los costos unitarios de los activos a considerar en la planta de H2 (por kW):

Cuadro 31. Costos unitarios de inversión de activos de la planta de H2.

Activo	Costo (USD/kW)
Electrolizador PEM	3.040
Mezclador GN/H2	416
Instalaciones complementarias	2.009
Planta Ósmosis Inversa	2.619
Total Equipos	8.084

Tal como se observa en el cuadro, el costo del electrolizador es aproximadamente un 40% más alto que lo que señala actualmente la literatura. Lo anterior se explica porque hoy en día no existen tantas experiencias en el país que permitan obtener precios reales de las tecnologías de producción de H2, y además, al conversar con representantes, se observa en general que los proveedores no han querido sincerar los precios actuales del mercado de las tecnologías de H2.

Por otro lado, es importante tener en cuenta los equipos complementarios de la planta de H2 como la planta de tratamiento de agua, el piping, fittings y el almacenamiento buffer que presenta costos también muy elevados.

Los valores de Montaje y Obras Civiles se han estimado a partir de la participación del consultor en proyectos previos de diversos activos de distribución de gas natural, tal como Plantas de Propano Aire de Metrogas, Planta de GN Diluido de Gas Sur, participación en más de 14 PSR de Metrogas en grandes industrias del país, y, además, a partir de la participación en procesos de licitación de plantas piloto de H2 en Chile durante los últimos años. Por otro lado, para los costos de ingeniería, gastos generales e intereses intercalarios, se ha supuesto lo siguiente:

- Ingeniería = Igual al 6% de la suma de materiales, montaje y obras civiles. [REDACTED]
- Gastos Generales = 0,7% de la suma de materiales, montaje y obras civiles. [REDACTED]
- Intereses intercalarios = 2,61% de la suma de materiales, montaje y obras civiles. [REDACTED]

[REDACTED]. Es importante considerar que los tiempos del proyecto de construcción de las plantas de H2, para los tamaños que se están evaluando, de acuerdo al Cuadro 30, son en promedio entre 18 a 24 meses.

Así, al igual que los costos de inversión, a continuación, se presentan los costos unitarios de montaje, obras civiles, ingeniería, gastos generales e intereses intercalarios de la planta de H2.

Cuadro 32. Costos unitarios de montaje, obras civiles, ingeniería, gastos generales e intereses intercalarios de la planta de H2

Componente de Costo	Costo (USD/kW)
Montaje	960
Obras Civiles	640
Ingeniería	581
Gastos Generales	68
Intereses intercalarios	270
Total Equipos	2.519

Finalmente, el costo del terreno se estima en 2,5 UF/m2.

A continuación, en la siguiente tabla, se presentan los costos totales de inversión de la planta de H2 por cada zona de concesión seleccionada, considerando una inyección de 10% de H2.

Nota: Es importante mencionar que el tamaño del electrolizador, para efectos de cálculo de este estudio, corresponde al valor exacto obtenido al determinar la demanda de H2 para cada zona de concesión, es decir, no considera la adecuación a los tamaños disponibles en el mercado. Sin embargo, a la fecha existen opciones comercialmente disponibles para tamaños incluso de proyectos de laboratorio, que podrían alcanzar tamaños mínimos, en el rango de 5 a 25 kW, por lo que las diferencias para efectos de cálculo serían mínimas.

Cuadro 33. Costos totales de la planta de H2 por zona de concesión

Región	Empresa	Flujo H2 (kg/hr)	Tamaño Electrolizador (MW) (1)	Costo Electrolizador (USD)	Costo Mezclador (USD)	Costo Instalaciones complementarias (USD)	Costo Planta de tratamiento de agua (USD)	Montaje (USD)	Construcción OCCC (USD)	Terreno (USD)	Ingeniería (USD)	Gastos Generales (USD)	Interés Intercalarario (USD)	Total VNR inc. Terreno (USD)
II	Lipigas													
IV	Gas Valpo													
VII	Gas Valpo													
XVI	Intergas													
VIII	Gassur s/ LA													
VIII	Gassur LA													
IX	Intergas													
X	Metrogas-Pto Montt													
X	Metrogas-Pto Varas													
X	Metrogas Osorno													
X	Lipigas - Puerto Montt													
X	Lipigas - Osorno													
XIII	Metrogas Lo Aguirre													
V	Gas Valpo Casablanca													

(1) Los valores de tamaño del electrolizador corresponden a aproximaciones con 2 decimales. Los valores reales se pueden en el archivo Excel “Inversiones y Rentabilidad de empresas de gas para proyectos de H2”.xlsx” enviado junto con el Informe Final.

8.2 Costos de adaptación por recalificación de redes de acero

Se considera realizar una recalificación de estas redes para su uso con hasta un 10% de hidrógeno, considerando que los requerimientos de la norma ASME B31.12, que reglamenta el diseño de redes para porcentajes iguales o superiores al 10% de H₂, presenta exigencias superiores a la norma ASME B31.8. Esta última es la norma que ha sido usada generalmente para los diseños de las redes de acero en Chile. Este costo se considera una inversión dado que mejora la condición de las redes de distribución de gas de acero, alargando su vida útil.

La recalificación se basa en realizar una inspección con pigs inteligentes con sistemas que puedan detectar fallas finas, como son los sistemas basados en ultrasonido para luego reparar las fallas críticas que se encuentren. Su costo actual fue estimado en 1,2 US\$/ (m*pulg) de las cañerías. La única empresa distribuidora [REDACTED]

[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED].

Adicionalmente la empresa debería reparar las fallas que se encuentren, lo que es muy variable dependiendo de la antigüedad de las líneas y del plazo desde su última inspección, lo que se estimó en forma preliminar en un 30% del costo de la inspección propiamente tal incluyendo en ese costo los estudios previos y la supervisión técnica correspondiente, por lo cual el costo de recalificación sería de: $1,2 * 1,3 = 1,56$ US\$/ (m*pulg). Este costo considera la ingeniería y los gastos generales.

El valor total estimado para la recalificación de las redes de acero [REDACTED] es el siguiente (se considera un valor del dólar igual a 900 CLP):

Cuadro 34. Costos por recalificación de redes de acero de Gas Sur por inyección de H₂.

Diametro [in.]	Longitud [km]	Costo de recalificación (USD/(m*pulg))	Total Costo de recalificación (USD)	Total Costo de recalificación (CLP)
[REDACTED]				

8.3 Costos de reemplazo de medidores de diafragma

La cantidad de medidores de diafragma de clientes residenciales y comerciales para cada zona de concesión se determinó en el subcapítulo 5.3. Para efectos del presente estudio, y del cálculo posterior de la tasa de rentabilidad de las empresas distribuidoras, existirá una variación en el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) sólo si los costos de inversión de los nuevos medidores a instalar presentan variaciones con los costos de los medidores actualmente instalados. Para hacer una estimación, se utilizará información de la empresa [REDACTED] realizando una comparación de los costos de inversión de los nuevos medidores con respecto a los precios aceptados por la CNE en el estudio de bienes eficientes, cuatrienio 2022-2025.

Para determinar el valor de inversión de los medidores, se utilizó la información proporcionada por [REDACTED]

[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]:

Cuadro 35. Costos unitarios de medidores de diafragma [REDACTED]

Tipo de Medidor	CU GS (CLP/un)
G4	[REDACTED]
G6	
G10	

Ahora bien, estos valores se compararán con los costos unitarios de medidores aceptados por la CNE en el informe de bienes eficientes, cuatrienio 2022-2025 para la empresa [REDACTED] (este valor considera sólo el material del medidor y no incluye regulador, fittings, ni transporte):

Cuadro 36. Costos unitarios de medidores de diafragma CNE – [REDACTED]

Tipo de Medidor	CU GS CNE (CLP/un)
G4	[REDACTED]
G6	
G10	

En general, al comparar los valores unitarios presentados previamente, los medidores SAMGAS son levemente superiores, de acuerdo con el siguiente detalle:

Cuadro 37. Variación de costos unitarios de medidores de diafragma

Tipo de Medidor	CU CNE (CLP/un)	CU GS (CLP/un)	Diferencia (CLP/un)	Aumento
G4				
G6				
G10				

Ahora bien, como no se conoce en detalle el tipo de medidor por cada zona de concesión a evaluar, se obtendrá un precio ponderado, considerando que la proporción de medidores del sector residencial y comerciales de los tipos G4, G6 y G10 son aproximadamente

²⁶.

A continuación, se presentan los costos totales por reemplazo de medidores en cada una de las zonas de concesión para el uso con blending GN/H2.

Cuadro 38. Costos totales por reemplazo de medidores de diafragma para el uso de H2.

Región	Empresa	Total RESCOM (un)	Reemplazo %	Medidores a reemplazar (un)	Valor Material adicional \$
II	Lipigas				
IV	Gas Valpo				
VII	Gas Valpo				
XVI	Intergas				
VIII	Gassur s/ LA				
VIII	Gassur LA				
IX	Intergas				
X	Metrogas-Pto Montt				
X	Metrogas-Pto Varas				
X	Metrogas Osorno				
X	Lipigas - Puerto Montt				
X	Lipigas - Osorno				
XIII	Metrogas Lo Aguirre				
V	Gas Valpo Casablanca				

8.4 Costo de adaptación de los clientes para recibir mezclas de GN/H2

El presente estudio abarca solo los costos de adaptación de las redes de distribución para la utilización de mezclas de gas natural con hidrógeno. Sin embargo, se mencionan los eventuales costos que se aconseja debieran incurrirse a nivel de clientes domiciliarios (estos no serán considerados para la evaluación económica posterior).

²⁶ Los porcentajes expresados en el cuadro corresponden a aproximaciones. Los valores reales se pueden encontrar en el archivo Excel "Inversiones y Rentabilidad de empresas de gas para proyectos de H2".xlsx" enviado junto con el Informe Final.

Los principales costos serían:

- Revisión del estado y estanqueidad de las redes interiores y la ventilación de los recintos.
- Revisión del estado de los artefactos a fin de verificar su estado para utilizar mezclas de gas natural con hidrógeno y su eventual reemplazo.

Previamente debería desarrollarse una investigación a nivel nacional o local de la situación de las redes y artefactos domiciliarios que permitiera fijar procedimientos y metas para estas revisiones.

8.5 Vida útil de las instalaciones

- **Planta de H2**

La vida útil de la planta de H2 se ha estimado en 30 años, considerando proyectos piloto y a escala industrial en Chile, tales como:

- a. Proyecto H2V Cabeza del Mar (Magallanes) por GHEnergy y FreePower SpA considera una vida útil de 30 años [1].
- b. Proyecto H2V Haru Oni Planta Piloto Fase 1 y escala industrial Fase 2 de HIF consideran una vida útil de 25 años [2].

Estos valores son similares a las vidas útiles de las plantas de los activos de distribución de gas de las empresas como las Plantas de Propano Aire o gas natural diluido (antiguamente), igual a 35 años.

- **Redes de distribución**

Tal como se comentó previamente, no existen mayores problemas del hidrógeno en las redes de distribución de PE, por lo que la vida útil no se verá afectada. Sin embargo, en redes de acero, producto del fenómeno de fragilización, sí podrían verse afectadas. Considerando que se contempla la recalificación de las líneas, y la normalización de las fallas, se concluye que la vida útil no se verá afectada, es decir, para todas las redes de distribución, la vida útil se mantiene igual a 60 años.

8.6 Valor Nuevo de Reemplazo de la planta de H2 y las adaptaciones en las redes de distribución

A continuación, de acuerdo con los costos de inversión descritos previamente, se presentan los requerimientos de inversión adicionales al Valor Nuevo de Reemplazo de las empresas distribuidoras de gas, según componentes de costos, de acuerdo a lo establecido en el sistema de contabilidad regulatoria, aprobado por Res. Ex. 392.

Se considera para un escenario de evaluación base, según la recomendación técnica descrita previamente, un blending de 10% de H2 en las redes de distribución de gas.

Se considera el valor de bienes intangibles adicional, según lo reconocido regulatoriamente a las empresas distribuidoras de gas, igual al 2% del VNR de los activos de distribución.

Los valores siguientes se expresan en CLP, considerando los siguientes factores:

- ✓ 1 dólar = CLP 900.
- ✓ 1 UF = CLP 36.500

- VNR adicional Lipigas II Región (en MMCLP)**

Código Natur.	Código Ítem	Código Subítem	Nombre Naturaleza, Ítem, Subítem	Unidad	Cantidad	Monto Materiales	Monto Montaje	Monto Obras Civiles	Monto Ingeniería	Monto Gastos generales	Monto Reposición de Pavimento	Monto Derechos	Monto Servidumbre	Monto Intercalarios	Total VNR por bien
1			Plantas de Fabricación												
1	6		Planta H2V												
1	6	1	Planta H2V	c/u											
7			Acometidas, Empalmes y Medidores												
7	3		Terciarias												
7	3	X	Medidores Res-Com	c/u											
8			Otros Activos												
8	1		Muebles e Inmuebles												
8	1	1	Terrenos Planta H2V	mt2											
8	2		Intangibles y Capital												
8	2	1	Bienes Intangibles	c/u											
			Total VNR Adicional	-											

- VNR adicional Gas Valpo IV Región (en MMCLP)**

Código Natur.	Código Ítem	Código Subítem	Nombre Naturaleza, Ítem, Subítem	Unidad	Cantidad	Monto Materiales	Monto Montaje	Monto Obras Civiles	Monto Ingeniería	Monto Gastos generales	Monto Reposición de Pavimento	Monto Derechos	Monto Servidumbre	Monto Intercalarios	Total VNR por bien
1			Plantas de Fabricación												
1	6		Planta H2V												
1	6	1	Planta H2V	c/u											
7			Acometidas, Empalmes y Medidores												
7	3		Terciarias												
7	3	X	Medidores Res-Com	c/u											
8			Otros Activos												
8	1		Muebles e Inmuebles												
8	1	1	Terrenos Planta H2V	mt2											
8	2		Intangibles y Capital												
8	2	1	Bienes Intangibles	c/u											
			Total VNR Adicional	-											

- VNR adicional Gas Valpo VII Región (en MMCLP)**

Código Natur.	Código Ítem	Código Subítem	Nombre Naturaleza, Ítem, Subítem	Unidad	Cantidad	Monto Materiales	Monto Montaje	Monto Obras Civiles	Monto Ingeniería	Monto Gastos generales	Monto Reposición de Pavimento	Monto Derechos	Monto Servidumbre	Monto Intercalarios	Total VNR por bien
1			Plantas de Fabricación												
1	6		Planta H2V												
1	6	1	Planta H2V	c/u											
7			Acometidas, Empalmes y Medidores												
7	3		Terciarias												
7	3	X	Medidores Res-Com	c/u											
8			Otros Activos												
8	1		Muebles e Inmuebles												
8	1	1	Terrenos Planta H2V	mt2											
8	2		Intangibles y Capital												
8	2	1	Bienes Intangibles	c/u											
			Total VNR Adicional	-											

- VNR adicional Intergas XVI Región (en MMCLP)**

Código Natur.	Código Ítem	Código Subítem	Nombre Naturaleza, Ítem, Subítem	Unidad	Cantidad	Monto Materiales	Monto Montaje	Monto Obras Civiles	Monto Ingeniería	Monto Gastos generales	Monto Reposición de Pavimento	Monto Derechos	Monto Servidumbre	Monto Intercalarios	Total VNR por bien
1			Plantas de Fabricación												
1	6		Planta H2V												
1	6	1	Planta H2V	c/u											
7			Acometidas, Empalmes y Medidores												
7	3		Terciarias												
7	3	X	Medidores Res-Com	c/u											
8			Otros Activos												
8	1		Muebles e Inmuebles												
8	1	1	Terrenos Planta H2V	mt2											
8	2		Intangibles y Capital												
8	2	1	Bienes Intangibles	c/u											
			Total VNR Adicional	-											

- VNR adicional Gas Sur VIII Región (en MMCLP)**

Código Natur.	Código Ítem	Código Subítem	Nombre Naturaleza, Ítem, Subítem	Unidad	Cantidad	Monto Materiales	Monto Montaje	Monto Obras Civiles	Monto Ingeniería	Monto Gastos generales	Monto Reposición de Pavimento	Monto Derechos	Monto Servidumbre	Monto Intercalarios	Total VNR por bien
1			Plantas de Fabricación												
1	6		Planta H2V												
1	6	1	Planta H2V	c/u											
5			Redes de Distribución												
5	2		Secundarias												
5	2	1	Tubería	mts											
7			Acometidas, Empalmes y Medidores												
7	3		Terciarias												
7	3	X	Medidores Res-Com	c/u											
8			Otros Activos												
8	1		Muebles e Inmuebles												
8	1	1	Terrenos Planta H2V	mt2											
8	2		Intangibles y Capital												
8	2	1	Bienes Intangibles	c/u											
			Total VNR Adicional	-											

- VNR adicional Inter gas IX Región (en MMCLP)**

Código Natur.	Código Ítem	Código Subítem	Nombre Naturaleza, Ítem, Subítem	Unidad	Cantidad	Monto Materiales	Monto Montaje	Monto Obras Civiles	Monto Ingeniería	Monto Gastos generales	Monto Reposición de Pavimento	Monto Derechos	Monto Servidumbre	Monto Intercalarios	Total VNR por bien
1			Plantas de Fabricación												
1	6		Planta H2V												
1	6	1	Planta H2V	c/u											
7			Acometidas, Empalmes y Medidores												
7	3		Terciarias												
7	3	X	Medidores Res-Com	c/u											
8			Otros Activos												
8	1		Muebles e Inmuebles												
8	1	1	Terrenos Planta H2V	mt2											
8	2		Intangibles y Capital												
8	2	1	Bienes Intangibles	c/u											
			Total VNR Adicional	-											

- VNR adicional Metrogas X Región (en MMCLP)**

Código Natur.	Código Ítem	Código Subítem	Nombre Naturaleza, Ítem, Subítem	Unidad	Cantidad	Monto Materiales	Monto Montaje	Monto Obras Civiles	Monto Ingeniería	Monto Gastos generales	Monto Reposicion de Pavimento	Monto Derechos	Monto Servidumbre	Monto Intercalarios	Total VNR por bien
1			Plantas de Fabricación												
1	6		Planta H2V												
1	6	1	Planta H2V	c/u											
7			Acometidas, Empalmes y Medidores												
7	3		Terciarias												
7	3	X	Medidores Res-Com	c/u											
8			Otros Activos												
8	1		Muebles e Inmuebles												
8	1	1	Terrenos Planta H2V	mt2											
8	2		Intangibles y Capital												
8	2	1	Bienes Intangibles	c/u											
			Total VNR Adicional	-											

- VNR adicional Lipigas X Región (en MMCLP)**

Código Natur.	Código Ítem	Código Subítem	Nombre Naturaleza, Ítem, Subítem	Unidad	Cantidad	Monto Materiales	Monto Montaje	Monto Obras Civiles	Monto Ingeniería	Monto Gastos generales	Monto Reposicion de Pavimento	Monto Derechos	Monto Servidumbre	Monto Intercalarios	Total VNR por bien
1			Plantas de Fabricación												
1	6		Planta H2V												
1	6	1	Planta H2V	c/u											
7			Acometidas, Empalmes y Medidores												
7	3		Terciarias												
7	3	X	Medidores Res-Com	c/u											
8			Otros Activos												
8	1		Muebles e Inmuebles												
8	1	1	Terrenos Planta H2V	mt2											
8	2		Intangibles y Capital												
8	2	1	Bienes Intangibles	c/u											
			Total VNR Adicional	-											

- VNR adicional Metrogas RM – Sector Lo Aguirre (en MMCLP)**

Código Natur.	Código Ítem	Código Subítem	Nombre Naturaleza, Ítem, Subítem	Unidad	Cantidad	Monto Materiales	Monto Montaje	Monto Obras Civiles	Monto Ingeniería	Monto Gastos generales	Monto Reposición de Pavimento	Monto Derechos	Monto Servidumbre	Monto Intercalarios	Total VNR por bien
1			Plantas de Fabricación												
1	6		Planta H2V												
1	6	1	Planta H2V	c/u											
7			Acometidas, Empalmes y Medidores												
7	3		Terciarias												
7	3	X	Medidores Res-Com	c/u											
8			Otros Activos												
8	1		Muebles e Inmuebles												
8	1	1	Terrenos Planta H2V	mt2											
8	2		Intangibles y Capital												
8	2	1	Bienes Intangibles	c/u											
			Total VNR Adicional	-											

- VNR adicional Gas Valpo V – Casablanca (en MMCLP)**

Código Natur.	Código Ítem	Código Subítem	Nombre Naturaleza, Ítem, Subítem	Unidad	Cantidad	Monto Materiales	Monto Montaje	Monto Obras Civiles	Monto Ingeniería	Monto Gastos generales	Monto Reposición de Pavimento	Monto Derechos	Monto Servidumbre	Monto Intercalarios	Total VNR por bien
1			Plantas de Fabricación												
1	6		Planta H2V												
1	6	1	Planta H2V	c/u											
7			Acometidas, Empalmes y Medidores												
7	3		Terciarias												
7	3	X	Medidores Res-Com	c/u											
8			Otros Activos												
8	1		Muebles e Inmuebles												
8	1	1	Terrenos Planta H2V	mt2											
8	2		Intangibles y Capital												
8	2	1	Bienes Intangibles	c/u											
			Total VNR Adicional	-											

En el siguiente cuadro se presenta un resumen del VNR adicional, en CLP, de cada una de las zonas de concesión seleccionadas previamente.

Cuadro 39: Resumen VNR adicional por empresa y zonas de concesión seleccionadas para blending 10% de H2.

		Planta H2V		Medidores		Terrenos		Bienes	Total VNR
Región	Empresa - Zona	Cantidad	Total (CLP)	Cantidad	Total (CLP)	Cantidad (m2)	Total (CLP)	Intanoibles (CLP)	
II	Lipigas								
IV	Gas Valpo								
VII	Gas Valpo								
XVI	Intergas								
VIII	Gas Sur								
IX	Intergas								
X	Metrogas								
X	Lipigas								
XIII	Metrogas Lo Aguirre								
V	Gas Valpo Casablanca								

Del cuadro se observa que la principal inversión es la planta de H2, dado los altos costos de inversión que presenta dicha tecnología en la actualidad. Además, este costo aumenta considerablemente en empresas distribuidoras donde, en una misma zona de concesión, es necesario la instalación de más de una planta de H2, ya que presentan una configuración de redes donde no existe total continuidad, es decir, poseen redes aisladas en ciertas comunas alimentadas por ejemplo de PSR. Estos son los siguientes casos:

- ✓ [Redacted]
- ✓ [Redacted]
- ✓ [Redacted]

Esto será relevante para el cálculo de las rentabilidades de las empresas posteriormente, dado que, para zonas en que no existen grandes consumos, por ejemplo, la [Redacted]

Nota: [Redacted]

8.7 Referencias

[1] Fondo bilateral para el desarrollo en transición Chile – Unión Europea (2022), Cooperación Técnica para Proyectos de Producción, Almacenamiento, Transporte y Uso de Hidrógeno Verde

[2] Ministerio de Energía de Chile, (12 de mayo de 2021), Histórico fue aprobado primer proyecto de hidrógeno verde en Chile. [En línea] <<https://energia.gob.cl/noticias/aysen-del-general-carlos-ibanez-del-campo/historico-fue-aprobado-primer-proyecto-de-hidrogeno-verde-en-chile>>, [Consulta noviembre de 2023]

9 Costos Nivelados de Hidrógeno

En el siguiente capítulo se realiza una revisión bibliográfica de Costos Nivelados de Hidrógeno (LCOH por sus siglas en inglés) con sus estimaciones actuales y proyecciones a mediano y largo plazo. Luego, se hace un análisis de flujo de caja para determinar el LCOH proyectado en las zonas de concesión seleccionadas según su demanda de hidrógeno estimada en el Capítulo 7, de esta manera se compara la competitividad de los distintos proyectos.

9.1 Estado del arte del Costo Nivelado de Hidrógeno

El Costo Nivelado de Hidrógeno (LCOH) es un indicador económico que mide el costo promedio del hidrógeno producido utilizando un tipo de tecnología en específico. Se determina como la razón entre los costos de inversión y costos operacionales respecto a la producción de hidrógeno esperada en el periodo de vida útil del proyecto [1].

Este indicador permite comparar el costo de producción de hidrógeno renovable respecto a otros proyectos de H2V²⁷ que utilicen distintos modelos de costos de inversión, costos de operación, tamaño de producción, localización geográfica, entre otros. De esta forma se puede determinar la competitividad de un proyecto.

El costo nivelado de hidrógeno es utilizado para evaluar factibilidad de proyectos, y suelen obtener estas cifras en base a publicaciones o reportes de Consultoras o Agencias Internacionales. Es relevante que los criterios de cálculo del LCOH sean consistentes entre instituciones de forma que sean comparables unos con otros, es por esto que es necesario definir el sistema y sus costos asociados claramente. En las diversas fuentes de información disponibles, es común que no se especifiquen los criterios tomados en cuenta para el cálculo y proyección del LCOH, tales como el tamaño del sistema, vida útil del proyecto o tasas de retorno utilizadas, por otra parte, hay costos que influyen de menor manera en este cálculo y podrían o no ser consideradas, como sistemas de purificación de hidrógeno o compresión [2].

La consultora Agora ha publicado una guía para que los cálculos de Costos Nivelado de Producción de hidrógeno sean consistentes, indicando que los siguientes parámetros deben incluirse en el estudio [2]:

- Costos de Capital de inversión en electrolizador
- Costo Promedio Ponderado de Capital (wacc)
- Precio de la energía eléctrica
- Eficiencia del Electrolizador medida en (kWh/kgH2) (Energía específica por celda)
- Horizonte de evaluación del proyecto

²⁷ H2V refiere a Hidrógeno producido mediante energía eléctrica renovable.

- Vida útil y degradación de las celdas del electrolizador y su costo de reemplazo
- Costos de operación y mantenimiento
- Costos de Ingeniería, Compras y Construcción (EPC)
- Costo de terreno
- Costo del agua y su tratamiento (desmineralización)

El Costo nivelado del hidrógeno se puede definir para las 3 partes de su cadena de valor.

1. Costo Nivelado de Producción de Hidrógeno: Costos de la cadena de producción de hidrógeno mencionados anteriormente.
2. Costo Nivelado de almacenamiento de Hidrógeno: Se consideran los costos capitales de inversión según el tipo de Almacenamiento, como tanques presurizados. Se debe tener en cuenta además factores como el sistema de compresión de H₂, la autonomía de almacenamiento (tiempo que puede durar la reserva de hidrógeno almacenado), gastos en terreno para bodegas y costos de mantenimiento.
3. Costo Nivelado de Transporte de Hidrógeno: Se consideran inversiones en equipos de transporte como Tube Trailers, o implementación de redes de tuberías, además de sus costos respectivos de operación y mantenimiento. En este caso un factor clave es la distancia a transportar.

Así, el LCOH dependerá del alcance del proyecto a analizar. En el caso de este reporte se considera sólo el costo relacionado con su producción.

Las proyecciones del mercado esperan un mayor desarrollo científico e industrial en tecnologías de producción de H₂, y así puedan disminuir los costos de inversión de los sistemas e incrementen la eficiencia global de estos. En el siguiente cuadro se presenta una revisión bibliográfica de estimaciones de Costos Nivelados de Producción de Hidrógeno y sus proyecciones para los siguientes años.

Cuadro 40. LCOH proyectado por distintas publicaciones. Elaboración propia en base a revisión bibliográfica de las referencias indicadas en el cuadro.

LCOH [USD / kg H ₂]					
Fuente	2023	2030	2050	Supuestos indicados por el autor	Ref.
BloombergNEF (2023)	4,7 (U.S.) 4,3 (Brazil)	2,1 (U.S.) 1,9 (Brazil)	0,5 (U.S.) 0,4 (Brazil)	Electrolizador alcalino	[3]
IRENA - LCOH (2022) (1)	-	1,4 (Chile)	0,7 (Chile)	Electrolizador Alcalino CAPEX Electrolizador (USD / kW): 384 (2030) y 134 (2050), incluye costo de instalación. Eficiencia de celda (kWh/kg_H ₂): 48.5 (2030) y 45.0 (2050) Energía eléctrica de fuentes fotovoltaicas CAPEX-PV (USD / kW): 420 (2030) y 310 (2050) OPEX-PV: 1% CAPEX Factor de planta solar: 24%	[1]

LCOH [USD / kg H2]					
Fuente	2023	2030	2050	Supuestos indicados por el autor	Ref.
	-	1,2 (Chile)	0,75 (Chile)	Electrolizador Alcalino – Mismos parámetros que para el caso de energía fotovoltaica Energía eléctrica de fuentes eólicas CAPEX-eólico en tierra (USD / kW): 1040 (2030) y 820 (2050) OPEX-eólico en tierra: 3% CAPEX Factor de planta eólica: 63%	
PWC	3,0 - 3,25 (Chile) 3,75 - 4,0 (U.S.)	2,0 - 2,25 (Chile) 2,5 - 2,75 (U.S.)	1,0 - 1,25 (Chile) 1,0 - 1,25 (U.S.)	Información no especificada	[4]
AURORA (2022)	3,2 - 5,7 (Europa)	2,5 - 4,4 (Europa)	2,0 - 3,4 (Europa)	Costo Promedio Europeo Electrolizador PEM de 1 MW Energía eléctrica de fuentes conjunta eólica (1 MW) y solar (1.2 MW) Factor de planta electrolizador: 56.1 %	[5]
World Energy Council (2021)	4,2 (Global)	3,0 (Global)	2,5 (Global)	Valor medio de 6 referencias revisadas por el autor, luego establece su propia línea de tendencia para un escenario promedio	[6]
Goldman - Sachs (2022)	2,4 - 5,0 (U.S.)	1,5 - 3,1 (U.S.)	1,1 - 2,1 (U.S.)	Información no especificada	[7]
Lazard (2023)	4,77 - 7,37 (U.S.)	-	-	Electrolizador PEM, sistemas entre 20 a 100 MW. Eficiencia de celda= 57. 5 (kWh / kg_H2) Factor de planta electrolizador: 55 % Wacc = 9.7 % Este valor incluye costos de almacenamiento subterráneo de hidrógeno	[8]
	3,79 - 5,78 (U.S.)	-	-	Electrolizador Alcalino, sistemas entre 20 a 100 MW. Eficiencia de celda= 50 (kWh / kg_H2) Factor de planta electrolizador: 55 % Wacc = 9.7 % Este valor incluye costos de almacenamiento subterráneo de hidrógeno	
U.S. National Clean Hydrogen Strategy and Roadmap (2023)	5,0 - 7,0 (U.S.)	1,0 (U.S.) (2)	-	CAPEX: 1500 USD/kW Precio de la electricidad= 50 – 70 USD /MWh Factor de planta electrolizador= 90%	[9]

(1) El estudio de IRENA considera una Tasa de Costo Promedio Ponderado de Capital (WACC) igual para 2030 y 2050. Valor no especificado.

(2) Este valor corresponde a la meta propuesta por la Estrategia de Hidrógeno de E.E.U.U.

De la información recopilada se aprecia gran variabilidad en el costo nivelado de producción de hidrógeno, lo que se debe a los distintos criterios que utiliza cada fuente para realizar sus proyecciones actuales y de largo plazo. Los valores listados en el anterior cuadro se comparan entre sí a continuación, donde se aprecia que para los tres periodos en estudio se mantiene la tendencia de dispersión en las estimaciones.

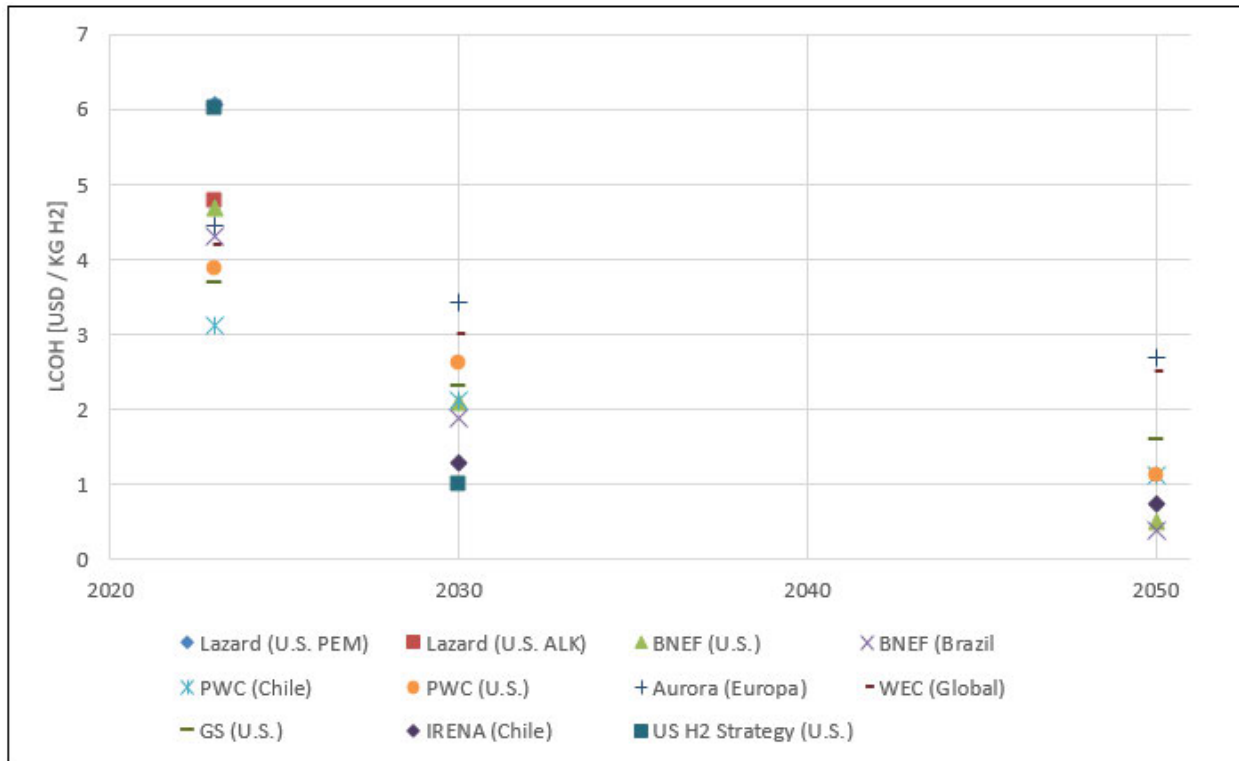


Gráfico 16. Dispersión de Costos Nivelados de Hidrógeno por año proyectado. Elaboración propia.

Si bien el LCOH considera múltiples parámetros ya mencionados, hay dos componentes que tienen mayor implicancia en el costo total, primero los costos de inversión, tanto del electrolizador como los sistemas complementarios, y luego el precio de la energía. Esto se representa en el siguiente gráfico, que analiza un caso donde el costo del electrolizador y el precio de la energía eléctrica utilizada representan el 25% y 58% del LCOH respectivamente [7].

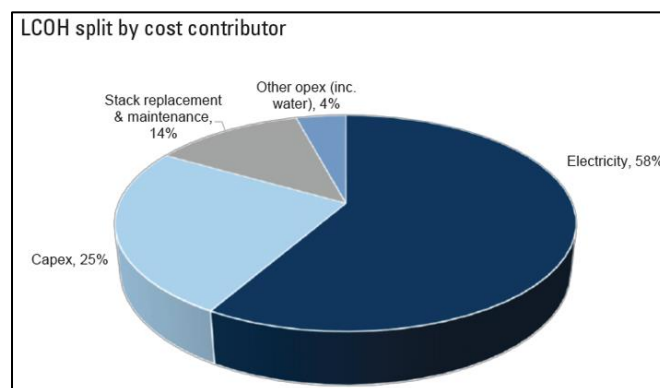


Gráfico 17. Composición porcentual del Costo Nivelado de Producción de Hidrógeno.

En el gráfico anterior, el autor indica que el estudio considera un CAPEX de 750 (USD / kW), eficiencia de celda de 52 (kWh / kg_H2), costo de energía eléctrica de 35 (USD / MWh), tasa interna de retorno de 8% y reemplazo de celdas a los 8 años de vida [7].

La sensibilidad del LCOH se observa en el Gráfico 18, donde se aprecia que, al aumentar el costo de la energía eléctrica, esta se convertirá en el factor más preponderante en la composición del LCOH. Este análisis considera una eficiencia de celdas de 52 (kWh / kg_H2) y un Factor de planta de 57%.

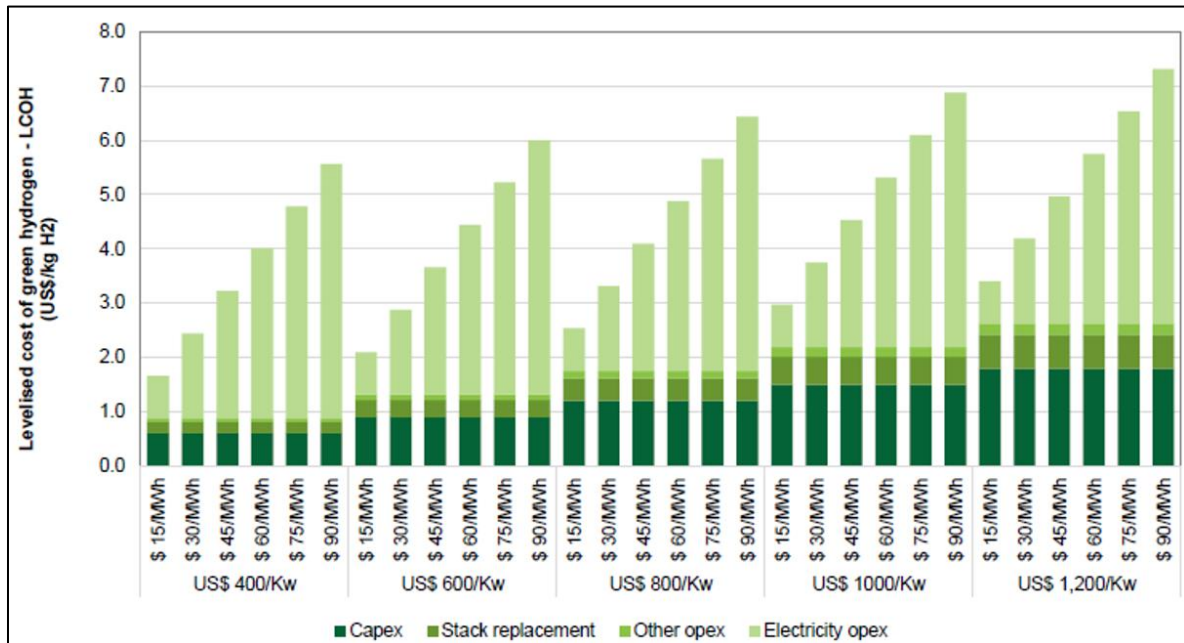


Gráfico 18. Variación de Costo Nivelado de Producción de Hidrógeno en función del Costo de Inversión de electrolizador (CAPEX) y del precio de la energía eléctrica [7].

En un contexto nacional, las cifras más reconocidas en Chile del Costo Nivelado de Hidrógeno son las publicadas por el Ministerio de Energía en la Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde, que proyecta este valor para la zona norte, centro y sur del país, sin embargo, estos datos representan estimaciones hechas el año 2020, por lo tanto, es de esperar que el costo nivelado real sea mayor a estas estimaciones.

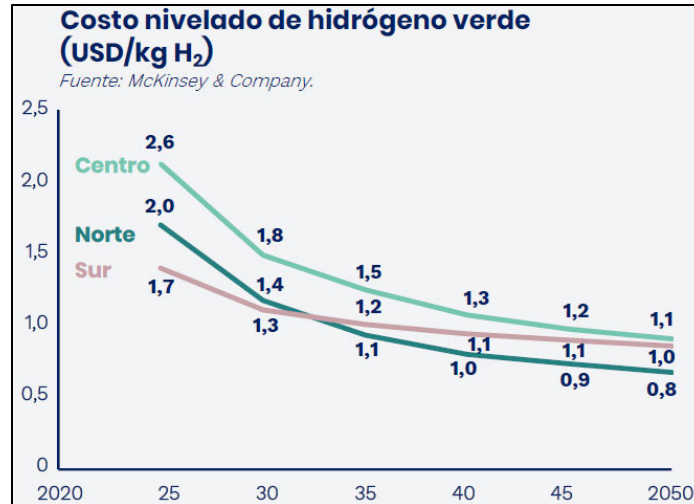


Gráfico 19. Proyecciones de la Estrategia Nacional de Hidrógeno de 2020 [10].

Según lo publicado por la Alianza Hidrógeno Verde de Biobío en 2021, el valor del LCOH ha aumentado su proyección a 5,5 [USD / kg H₂] según se aprecia en la siguiente figura. Al igual que lo comentado previamente, los componentes más relevantes en el LCOH son el precio de la electricidad y la inversión del electrolizador [11].

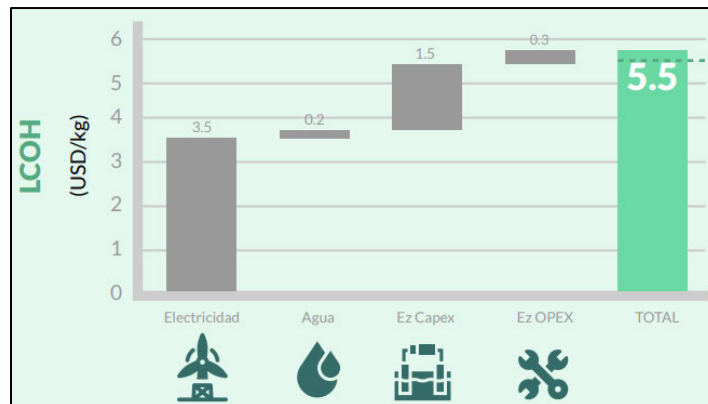


Gráfico 20. Costo Nivelado de Producción de Hidrógeno estimado por el Gobierno Regional de Biobío en conjunto con la Universidad de Concepción [11].

La empresa Fraunhofer Chile, por medio de su Explorador de Hidrógeno Verde, da información sobre múltiples proyectos teóricos localizados entre las localidades de Arica a La Serena, para cada uno de estos establece una combinación de energía solar fotovoltaica (PV) y Energía de Concentración Solar de Potencia (CSP), lo que se denomina un Mix Solar, y que suministra electricidad renovable a los electrolizadores. Para cada uno de estos proyectos teóricos hay disponible un reporte técnico que explica la configuración de la planta y analiza los costos asociados para un electrolizador Alcalino y uno PEM. A continuación, se muestra un cuadro resumen basado en estos reportes técnicos, estudiando 6 distintos proyectos en la Región de Antofagasta [12].

Cuadro 41. Costo Nivelado de hidrógeno en función del tipo de electrolizador y precio de la energía eléctrica generada por Mix Solar. Elaboración propia en base a la información del Explorador de Hidrógeno Verde de Fraunhofer Chile [12].

Provincia	LCOH (USD / kg_H2)		LCOE (USD/MWh)	CAPEX sistema (USD/kW)		Potencia Electrolizador (MW)
	PEM	ALK		PEM	ALK	
El Loa	5,88	3,9	50,7	1100	650	117
Antofagasta	5,67	3,5	39,9	1100	650	135
Antofagasta	6,31	4,11	51,7	1100	650	81
Tocopilla	6,06	4,03	52,3	1100	650	126
Antofagasta	6,53	4,42	59	1100	650	54
Antofagasta	5,77	3,92	52,8	1100	650	54

9.2 Determinación de LCOH para zonas de concesión de distribución de gas en Chile

A continuación, se determinarán los costos nivelados de H2 para cada una de las zonas factibles de distribuir blending a corto plazo, según la selección descrita en el subcapítulo 5.2.

Para la determinación del costo de hidrógeno que deberán pagar las empresas distribuidoras se calcula el Costo Nivelado de Hidrógeno (LCOH) ya definido anteriormente. El cálculo se lleva a cabo con la siguiente fórmula:

$$LCOH = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (13)$$

Donde:

- I_t : Costos de inversión del año t.
- M_t : Costos de operación y mantenimiento del año t.
- F_t : Costos de suministro energéticos del año t.
- E_t : Hidrógeno generado en el año t.
- r : Costo Ponderado de Capital (WACC).
- n : Horizonte de evaluación de proyecto.

El suministro de energía eléctrica necesario para el electrolizador y el sistema se obtiene de un sistema de generación de energía fotovoltaica en conjunto con baterías de almacenamiento, según lo descrito en el subcapítulo 6.2.3. El valor de costo de la energía eléctrica y costo de inversión serán sensibilizados posteriormente.

Para el cálculo del costo LCOH se consideran parámetros específicos del electrolizador (Cuadro 42), parámetros de operación de planta (Cuadro 43) y parámetros financieros (Cuadro 44):

Cuadro 42. Parámetros de la Tecnología de electrolizador PEM. Elaboración propia en base a información propia de la Consultora y referencias mencionadas.

Parámetros	Unidad	Valor	Referencia
Tecnología	-	PEM	
CAPEX PEM	USD / kW	3.040	(*)
CAPEX PEM Sistema	USD / kW	7.538	
OPEX	% CAPEX Sistema	3%	
Consumo energía específico	kWh / kg H2	58	[8]
Vida Útil Celdas (Stack)	hrs	80.000	[7, 13]
Degradación electrolizador	% / 1000h	0,25%	[14]
CAPEX Reinversión Celdas (Stack)	% CAPEX PEM	45%	[12]
Consumo de agua	Lt / kg H2	11	[7, 12]

(*) Basado en información propia de otros proyectos realizados por Gamma.

Cuadro 43. Parámetros de operación de la planta de electrolización. Elaboración propia en base a información de proyectos previos de la Consultora.

Parámetros	Unidad	Valor
Factor de Planta	-	98%
PPA Energía	USD / MWh	Según zona
Precio agua desmineralizada	USD / m3	3
Producción de oxígeno	kg O2 / kg H2	7,8
Precio Venta de O2	USD / kg O2	0,03
Terreno base	m2	1000
Terreno requerido según potencia PEM	m2 / MW	200
Costo del Terreno	UF / m2	2,5
Horizonte Evaluación del Proyecto	años	20

Cuadro 44. Parámetros financieros de la evaluación de costos. Elaboración propia en base a información de proyectos previos de la Consultora.

Parámetros	Unidad	Valor
Costo Ponderado de Capital (WACC)	%	6,00%
Impuestos	%	27%
Capital de Trabajo	% CAPEX Sistema	5,0%
Seguros	% CAPEX Sistema	1%
Financiamiento	% Inversión	80%
Tasa de interés del préstamo	%	6,50%
Plazo de pago Financiamiento	años	20

Con los parámetros indicados se realiza un Flujo de Caja para evaluar el Valor Actual Neto (VAN) de los distintos proyectos según zona de concesión y las demandas de Hidrógeno estimadas en el subcapítulo 7.2. El Costo Nivelado de Hidrógeno corresponde al valor de precio de venta del hidrógeno producido de forma que el VAN sea igual a cero, es decir, es el valor mínimo de venta del hidrógeno para no incurrir en pérdidas. Para el análisis se han considerado 3 escenarios de costos:

- **Escenario Base:** Para el costo de inversión en electrolizadores se considera el valor mostrado en el Cuadro 31, al igual que los precios de la energía eléctrica referenciado en Cuadro 25. Estos datos representan condiciones actuales de mercado que se basan en la información recopilada por la Consultora.
 - CAPEX PEM: 3.040 (USD/kW)
 - Costo Energía Eléctrica: Cuadro 25 (LCOE- BESS 280 MUSD/MWh).
- **Escenario de Reducción de Costos:** Se asume una disminución del precio de mercado de los electrolizadores según las tendencias proyectadas en la literatura. Respecto al valor de la energía eléctrica se asume el caso de baja de precios en sistema de almacenamiento por baterías.
 - CAPEX PEM: 2.000 (USD/kW)
 - Costo Energía Eléctrica: Cuadro 25 (LCOE- BESS 200 MUSD/MWh).
- **Escenario de Aumento de Costos:** Se estudia un escenario en que el costo de inversión de electrolizadores es mayor al estimado, y que el costo de la energía eléctrica con almacenamiento de baterías es aproximadamente 10% mayor al estimado. Este es un caso poco probable dada las tendencias del mercado que indican la literatura.
 - CAPEX PEM: 3.500 (USD/kW)
 - Costo Energía Eléctrica: Cuadro 25, LCOE 280 (MUSD/MWh) + $\approx 10\%$.

Cuadro 45. Costo Nivelado de Hidrógeno según zona de concesión y requerimiento de H2. Datos obtenidos según Escenario Base

Región	Empresa	Flujo H2 (kg/hr)	Flujo H2 (m3/hr)	Tamaño Electrolizador (MW)	LCOH (USD / kg H2)
II	Lipigas				
IV	Gas Valpo				
VII	Gas Valpo				
XVI	Intergas				
VIII	Gassur s/ LA				
VIII	Gassur LA				
IX	Intergas				
X	Metrogas-Pto Montt				
X	Metrogas-Pto Varas				
X	Metrogas Osorno				
X	Lipigas - Puerto Montt				
X	Lipigas - Osorno				
XIII	Metrogas Lo Aguirre				
V	Gas Valpo Casablanca				

Del cuadro anterior se aprecia que los costos LCOH tienen variabilidad en las distintas zonas de concesión, algunos factores que influyen en el flujo de caja son:

- Los costos de energía eléctrica utilizados varían según zona de concesión, de acuerdo a lo indicado en el subcapítulo 6.2.3.
- La componente de los costos de operación que tiene mayor influencia en el flujo de caja son los Costos de Energía Eléctrica, que dependen de la zona de concesión en estudio.
- El costo de Operación y Mantenimiento influye en el LCOH en el caso que el proyecto sea de baja escala (menor a los flujos de H2 considerados), en ese caso los costos fijos como salarios de operadores pueden ser de mayor influencia que el costo de electricidad.
- Los costos de operación y mantenimiento (OPEX) de la planta de H2 se han estimado igual al 3% del costo de inversión, con un mínimo de 15.000 USD/año. Cuando los proyectos de H2 son de menor escala, este costo toma gran relevancia.

Las zonas de concesión que proyectan mayor costo nivelado (

[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED].

A continuación, se muestra la apertura de costos del LCOH para la zona de concesión [REDACTED]

[REDACTED]
[REDACTED].



Gráfico 21. Apertura de principales costos que componen el LCOH para Gas Sur.
Elaboración propia.

En este gráfico se aprecia que los mayores costos corresponden a la inversión del electrolizador PEM, que corresponde al [REDACTED] del LCOH, seguidos por el costo de suministro de energía eléctrica (LCOE) con un [REDACTED]. Los costos de operación y mantenimiento tienen menor impacto, representando un [REDACTED] del total. Por último, el costo del agua es la componente con menor impacto, sumando un total de [REDACTED] del LCOH.

Es importante mencionar que las componentes del Costos Nivelado de hidrógeno calculado tienen una representación porcentual distinta a la encontrada en la literatura, ilustrada en Gráfico 20. La comparación con el gráfico anterior muestra que el costo de la energía eléctrica no es el componente más relevante, pero sí representa gran parte del LCOH como indica la literatura, mientras que el costo del CAPEX es el predominante. La causa de esta diferencia en costos de inversión es que la industria y proveedores de electrolizadores no han revelado abiertamente los costos reales de inversión del sistema. En base a las cotizaciones recibidas para la estimación de inversión de la planta H2V, descritas en el subcapítulo 8.1, se demuestra que el CAPEX es más elevado que las proyecciones de la literatura, cambiando la distribución porcentual de los componentes del LCOH. La diferencia de costos de inversión también se refleja en las estimaciones de costos de operación y mantenimiento, ya que estas se calculan como un porcentaje del costo de inversión, estos costos OPEX representan el 5,5% del LCOH según lo indicado por la Alianza del Hidrógeno Verde en la Gráfico 20, mientras que en el caso de estudio el OPEX representa el [REDACTED] del LCOH. Finalmente, cabe mencionar que ambos estudios muestran que el costo del agua a utilizar representa el menor costo del proceso.

Ahora bien, el LCOH obtenido previamente, se sensibiliza a partir del costo de la energía eléctrica (LCOE) y de los costos de inversión en la tecnología PEM. Este análisis se realiza para la zona de concesión [REDACTED].

Cuadro 46. Sensibilización del costo nivelado de H2 a partir de variaciones de costo de energía eléctrica y CAPEX electrolizador. Elaboración propia.

	CAPEX PEM (USD/kW)			
	2.000 (2)	2.500	3.040 (1)	3.500 (3)
LCOE USD/MWh)	[REDACTED]			

- (1) Valores utilizados en Escenario Base y su resultado.
(2) Valores utilizados en Escenario de Reducción de Costos y su resultado.
(3) Valores utilizados en Escenario de Aumento de Costos y su resultado.

Como es de esperarse, una disminución de los costos de inversión o costos de suministro de energía eléctrica produce una disminución el LCOH. Una forma de cuantificar este efecto es analizando la variación porcentual del costo nivelado respecto al valor obtenido en el escenario base. Esta variación se muestra en el siguiente cuadro.

Cuadro 47. Variación porcentual del costo nivelado de H2 respecto al Escenario Base calculado para [REDACTED]. Elaboración propia.

	CAPEX PEM (USD/kW)			
	2.000 (2)	2.500	3.040 (1)	3.500 (3)
LCOE USD/MWh)	[REDACTED]			

- (1) Costos considerados en Escenario Base y su resultado, respecto al cual se obtiene la variación porcentual.
(2) Escenario de reducción de Costos.
(3) Escenario de Aumento de Costos.

En los valores obtenidos se puede apreciar que la disminución del costo de inversión por sí sola llega a un [REDACTED] al disminuir en 1.000 USD/kW el costo de inversión del electrolizador, es decir, un tercio de este, lo que se podría esperar en un mediano plazo según el avance del desarrollo tecnológico. La variación de los costos de energía eléctrica tiene impactos iguales en el LCOH al aumentar o disminuir el costo en la misma cantidad

y manteniendo fijo el costo CAPEX, sin embargo, el lograr obtener un menor costo de electricidad tiene el potencial de disminuir el LCOH en el corto plazo.

El Escenario de Reducción de Costos propuesto (proyección del LCOH) se basa en las expectativas del mercado de disminuir el costo de los electrolizadores a medida que avanza su desarrollo tecnológico junto con la expectativa de disminución en costos de almacenamiento de energía en baterías, esta proyección indica que el LCOH puede disminuir en un XXXX%, volviendo el proyecto más competitivo.

El Escenario de Aumento de Costos se considera poco probable, sin embargo, puede darse la posibilidad que una inversión en electrolizadores incurra en mayores gastos CAPEX que los previstos debido a la incertidumbre de costos reales, esto junto a un costo menos favorable de energía eléctrica incrementan el LCOH en un XXXX.

Los supuestos de Escenario de Reducción de Costos y de Aumento de Costos han sido aplicados a todas las zonas de concesión en estudio, obteniéndose los siguientes resultados.

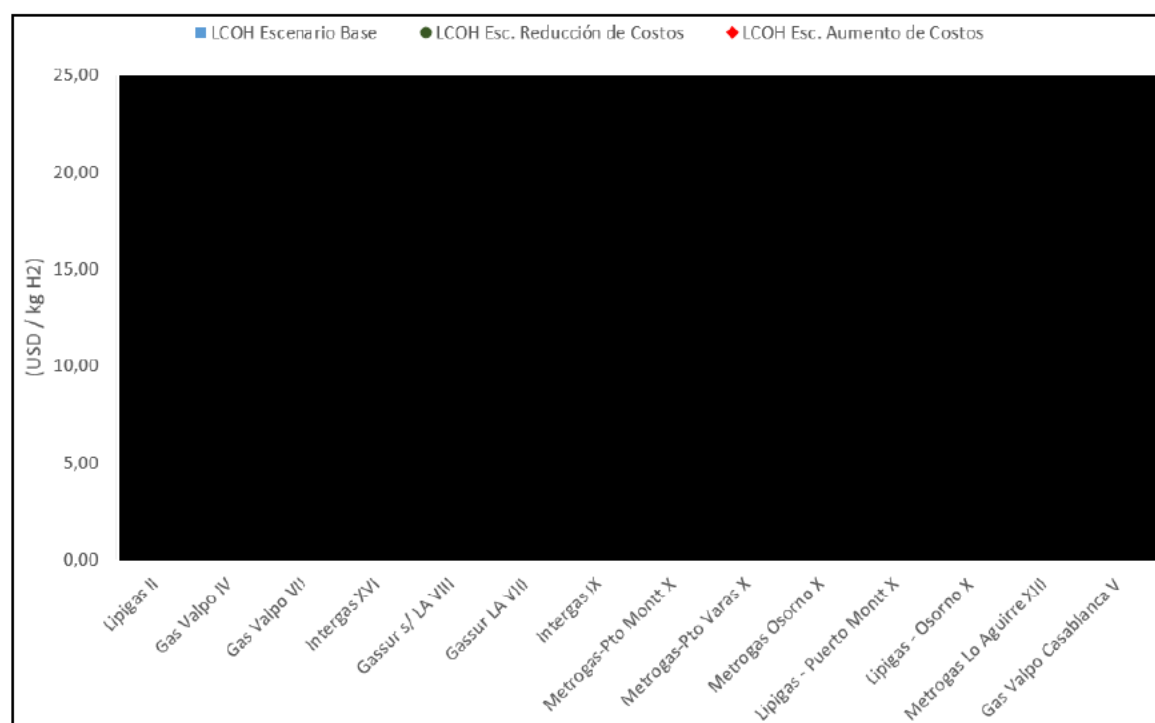


Gráfico 22. Costos Nivelados de Hidrógeno calculados según caso de estudio.
Elaboración propia en base a Cuadro 45

Del gráfico anterior se observa que los costos proyectados por zonas de concesión siguen la misma tendencia para los escenarios de disminución o aumento de costos, pero el impacto de esta varía según el peso del costo de energía eléctrica en el LCOH, que varía según el tamaño de proyecto y la cantidad de inversión correspondiente. Según el

Escenario de Disminución de Costos, el LCOH puede disminuir entre un 25 a 30% aproximadamente. El análisis de sensibilización de costos para cada zona en específico se encuentra en el *Anexo 7. Sensibilización de Costos Nivelados de Hidrógeno – LCOH*.

9.3 Plazo de Amortización y Periodo de Recuperación de la Inversión

El plazo de amortización refiere al periodo en años en que la inversión requerida para llevar a cabo el proyecto es compensada por los ingresos operacionales por venta de hidrógeno. La inversión inicial del proyecto considera los costos asociados al electrolizador, el terreno requerido para el proyecto y el capital de trabajo. El total de inversión considerado corresponde al periodo inicial del proyecto, por lo que inversiones futuras como reemplazo de celdas de electrolización no son considerados.

Los ingresos por venta varían por periodo al considerar la degradación de las celdas del electrolizador, es por esto que, para el cálculo del periodo de amortización se utiliza el ingreso por ventas promedio de los periodos de evaluación.

Cuadro 48. Periodo de amortización según zona de concesión.

Región	Empresa	Total Inversión (USD)	Ingreso por ventas promedio (USD)	Amortización (años)
II	Lipigas			
IV	Gas Valpo			
VII	Gas Valpo			
XVI	Intergas			
VIII	Gassur s/ LA			
VIII	Gassur LA			
IX	Intergas			
X	Metrogas-Pto Montt			
X	Metrogas-Pto Varas			
X	Metrogas Osorno			
X	Lipigas - Puerto Montt			
X	Lipigas - Osorno			
XIII	Metrogas Lo Aguirre			
V	Gas Valpo Casablanca			

Del cuadro anterior se aprecia que el periodo de amortización de las distintas zonas de concesión es similar, en la mayoría de estas este periodo es de [REDACTED]s, mientras que en solo cuatro de las catorce zonas en estudio el periodo de amortización es de [REDACTED].

Por otro lado, el Periodo de Retorno de Inversión (PRI) toma en consideración el flujo de caja del proyecto, analizando el periodo en el cual el flujo de caja acumulado del proyecto se vuelve positivo, considerando el valor del dinero en el tiempo, es decir, un flujo de caja acumulado y actualizado.

Cuadro 49. Periodo de Recuperación de la Inversión para cada zona de concesión.

Región	Empresa	Periodo de Retorno de Inversión (años)
II	Lipigas	
IV	Gas Valpo	
VII	Gas Valpo	
XVI	Intergas	
VIII	Gassur s/ LA	
VIII	Gassur LA	
IX	Intergas	
X	Metrogas-Pto Montt	
X	Metrogas-Pto Varas	
X	Metrogas Osorno	
X	Lipigas - Puerto Montt	
X	Lipigas - Osorno	
XIII	Metrogas Lo Aguirre	
V	Gas Valpo Casablanca	

Del cuadro anterior se observa que el periodo de recuperación de la inversión tiene mínimas diferencias entre una zona de concesión a otra, debido a que, si bien los proyectos varían en cuanto a demanda de hidrógeno, las inversiones requeridas y los ingresos operacionales son directamente proporcionales a esa demanda de hidrógeno.

Nota: El detalle de cálculo de cada uno de los escenarios antes expuestos de LCOH, junto con los cálculos de periodos de amortización y periodos de recuperación de capital se encuentra en el archivo de respaldo “*Flujos_caja_LCOH_vf.xlsx*” enviado junto con el informe final.

9.4 Conclusiones

El Costo Nivelado de Hidrógeno (LCOH) es un importante factor económico para analizar la competitividad de distintos proyectos, tanto por etapas (Producción, Almacenamiento y Transporte) como un global. Las proyecciones internacionales actuales indican valores menores a las estimaciones nacionales, pero deben ser consideradas sólo como referencia, ya que es difícil conocer las consideraciones aplicadas a su cálculo como tamaño de proyecto, costos de inversión y fuentes de energía eléctrica. Las expectativas a mediano y largo plazo son que el LCOH disminuya y que los proyectos se vuelvan competitivos respecto a fuentes de producción de Hidrógeno Gris e Hidrógeno Azul. Sin embargo, aún se requiere un mayor desarrollo de estas tecnologías para disminuir los costos asociados y a la vez aumentar el tamaño de los proyectos de Hidrógeno producido por electrolizadores. Precisamente se han identificado como proyectos claves, la inyección de H2 en las redes existentes de distribución de gas en el mundo, como los proyectos que pueden acelerar la curva de aprendizaje del hidrógeno y poder lograr un mercado competitivo a corto plazo.

Se identifican 2 grandes factores que influyen en el Costo Nivelado, el primero es el Costo de Inversión de los electrolizadores (CAPEX), que dependerá del mercado internacional y desarrollo de tecnologías, y por otro lado, el precio de la energía eléctrica que varía según la zona del país donde se proyecte la planta de producción de hidrógeno. Es de suponer que en zonas del norte grande del país se consideren proyectos en conjunto con plantas fotovoltaicas, o que para la zona sur sea en conjunto con parques eólicos. Otra alternativa es la compra de energía eléctrica mediante un contrato PPA renovable, sin embargo, dado el tamaño de los proyectos, sólo [REDACTED].

El Costo Nivelado de Hidrógeno obtenido para las distintas zonas de concesión tiene poca variabilidad en función de la cantidad de hidrógeno a producir, sin embargo, cuando los proyectos son de pequeña escala, son los costos fijos los que toman mayor relevancia y encarecen el proyecto.

En proyectos de mayor escala de producción de hidrógeno, el costo de la energía eléctrica predomina sobre el OPEX respecto a los costos totales. Esta proporción en costos e inversiones resulta en que el Costo Nivelado de Hidrógeno tenga un valor estable al aumentar el tamaño de los proyectos (para un costo constante de energía eléctrica).

Las proyecciones del mercado apuntan a que los costos de las distintas tecnologías de electrolizadores van a disminuir en el mediano plazo, por lo que será un factor clave para impulsar este tipo de proyectos, ya que es tecnologías aún en constante innovación y desarrollo. El equilibrio entre disminuir los costos de inversión en tecnología junto con precios más convenientes de energía eléctrica va a ser fundamental para lograr disminuir los costos nivelados de proyectos de Hidrógeno Renovable y ser competitivos en el mercado.

Para las distintas zonas de concesión, se aprecia que el periodo de amortización es similar, y que entre el cuarto y quinto año la inversión es amortizada. En cuanto a la recuperación de la inversión, al séptimo año del proyecto ésta se recupera para cada zona en estudio, considerando la tasa ponderada de costo de capital para actualizar los flujos a valor presente.

9.5 Referencias

[1] IRENA (2022), Global Hydrogen Trade to Meet the 1.5°C Climate Goal: Green Hydrogen Cost and Potential, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

[2] Agora Industry and Umlaut (2023), Levelised Cost of Hydrogen: Making the application of the LCOH concept more consistent and more useful.

- [3] BloombergNEF, (2023), 2023 Hydrogen Levelized Cost Update: Green Beats Gray. [En línea] <<https://about.bnef.com/blog/2023-hydrogen-levelized-cost-update-green-beats-gray/>> [Consulta: 3 de octubre 2023]
- [4] PricewaterhouseCoopers (PWC), The Green Hydrogen Economy, predicting the decarbonisation of tomorrow. [En línea] <<https://www.pwc.com/gx/en/industries/energy-utilities-resources/future-energy/green-hydrogen-cost.html#data-explorer-tool>> [Consulta: 2 de octubre 2023]
- [5] AURORA Energy Research (2022). Shades of Green (hydrogen) – part 2: in pursuit of 2 EUR/kg.
- [6] World Energy Council (2021), Hydrogen Demand and Cost Dynamics – Working Paper.
- [7] Vigna, M. Clarke, Z. (2022). Carbonomics, The Clean Hydrogen Revolution. Goldman – Sachs.
- [8] LAZARD (2023), 2023 Levelized Cost of Energy +, Lazard Consulting.
- [9] United States Department of Energy (2023), U.S. National Clean Hydrogen Strategy and Roadmap
- [10] Ministerio de Energía de Chile (2020), Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde.
- [11] Alianza Hidrógeno Verde (Ah2V Biobío) y Universidad de Concepción, (2021), Manual del Hidrógeno Verde.
- [12] Fraunhofer Chile, Explorador de Hidrógeno Verde (EHV): Conoce tu potencial para desarrollar hidrógeno solar”. [En línea]
- [13] IRENA (2023), Innovation landscape for smart electrification: Decarbonizing end-use sectors with renewable power, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- [14] Office of Energy Efficiency & Renewable Energy, Technical Targets for Proton Exchange Membrane Electrolysis, [En línea] <<https://www.energy.gov/eere/fuelcells/technical-targets-proton-exchange-membrane-electrolysis>> [Consulta noviembre 2023]

10 Tasa de rentabilidad de las empresas concesionarias

En el presente capítulo se determinará la variación de las tasas de rentabilidad de cada una de las empresas concesionarias en cada una de las zonas seleccionadas previamente como más factibles de distribuir blending en el corto plazo.

Esta tasa de rentabilidad se determina como aquella tasa de actualización que permite un flujo neto igual a cero a los bienes de propiedad de la empresa concesionaria, en la correspondiente zona de concesión para presentar el servicio público de distribución, a partir de la siguiente fórmula:

$$FN = I - C - AVNR - IMP \quad (14)$$

Donde FN es igual al Flujo Neto, I corresponde a los ingresos de explotación, C corresponde a los costos de explotación, $AVNR$ corresponde al VNR anualizado (costos anuales de inversión) y IMP a los impuestos a las utilidades.

En este caso, para el cálculo de la nueva tasa de rentabilidad, se considerará que los ingresos de explotación se mantienen constantes respecto al caso base, es decir, la empresa no traspasa las inversiones o aumentos de costos a los clientes, por lo tanto, los parámetros que varían de la ecuación serán los siguientes:

- ✓ $AVNR$: Se deberán considerar las inversiones a realizar por la producción de H2 e inversiones en adaptaciones de las redes de distribución para el manejo del blending GN-H2. Todas estas inversiones serán adicionales al caso base entregado por la CNE, es decir:

$$AVNR = AVNR_{base} + AVNR_{H2} \quad (15)$$

Las inversiones de la planta de H2 y las adaptaciones de las redes de distribución fueron calculadas en el capítulo 8

- ✓ C : Se deberán considerar las variaciones en el COMA por el manejo del H2 en las redes de distribución, que son adicionales al caso base entregado por la CNE, es decir:

$$C = C_{base} + \Delta C_{H2} \quad (16)$$

El análisis se realizará considerando el caso base enviado por la CNE correspondiente al proceso de chequeo de rentabilidad año 2021.

Es importante mencionar que, si bien se han escogido 10 zonas de concesión factibles de distribuir blending a corto plazo, los siguientes análisis no podrán ser realizados para la empresa Intergas, dado que no se cuenta con información específica de esta empresa, tal como información de sus redes de distribución y planillas para el cálculo de la rentabilidad.

10.1 Mayores costos de operación y mantenimiento por inyección de H2 en las redes de distribución

A continuación, se presentan los mayores costos de operación y mantenimiento (COMA) que deben ser considerados para la inyección de H2 en las redes de distribución de gas.

10.1.1 Costos de operación y mantenimiento de la planta de H2

Los costos de operación y mantenimiento de la planta de H2 son básicamente los costos asociados al suministro de energía eléctrica y la operación y mantención de la planta de H2V.

Respecto al costo de suministro de energía eléctrica, si bien en el subcapítulo 6.2.2, se concluyó que la única alternativa para todas las empresas distribuidoras, dada la capacidad instalada de las plantas de H2 es generar su propia energía, salvo ■■■■■ que podría negociar un contrato PPA con algún generador en su calidad de cliente libre, para efectos del cálculo de la tasa de rentabilidad, se considerará el costo nivelado de energía LCOE ya calculados, como costo total de suministro de energía eléctrica para cada zona de concesión.

Por otro lado, los costos de operación y mantenimiento de la planta de H2 consideran el control remoto de la planta en forma permanente, un profesional en labores administrativas y operativas 100% en terreno para verificar la correcta operación de la planta, emergencias, mantenimientos preventivos y correctivos, entre otros. Este costo se ha estimado igual a un 3% del valor de inversión de la planta de H2 (sin considerar intereses intercalarios), con un mínimo de 15.000 USD/año.

El siguiente cuadro muestra los costos totales por operación y mantención de la planta de H2, considerando un 10% de inyección de H2 y un LCOE en el escenario base, es decir, con un costo de almacenamiento (BESS) igual a 280.000 USD/MWh, según lo descrito en el subcapítulo 6.2.2.

Cuadro 50. Costos de operación y mantenimiento de la planta de H2 para las zonas de concesión seleccionadas, considerando un 10% de blending.

Región	Empresa - Zona	Energía Eléctrica (MWh)	Precio Energía Eléctrica (\$/kWh)	Costo Energía Eléctrica (MM\$/año)	Opeación y mantenimiento (MM\$/año)	Total COMA planta H2 (MM\$/año)
II	Lipigas					
IV	Gas Valpo					
VII	Gas Valpo					
VIII	Gas Sur					
X	Metrogas					
X	Lipigas					
XIII	Metrogas Lo Aguirre					
V	Gas Valpo Casablanca					

10.1.2 Disminución de costos por menor volumen de gas natural a distribuir

Tal como se comentó en el subcapítulo 7.1, la demanda de H2 fue calculada considerando igualar la demanda energética en cada una de las zonas de concesión, de manera que se mantenga constante la entrega de calor en cada uno de los equipos finales de cada cliente. Esta inyección de H2 generará una disminución del consumo de gas natural, cuya disminución de costos debe ser considerada para el cálculo de rentabilidad de las empresas concesionarias.

Para estimar el costo de suministro de gas natural, se considerará un valor promedio para todas las zonas, utilizando información proporcionada por la empresa [REDACTED].

El siguiente cuadro, muestra la disminución del costo total por

Cuadro 51. Disminución de costos por menor consumo de GN en cada zona de concesión

Región	Empresa - Zona	Menor volumen de GN (m3/año)	Menor volumen de GN (MM\$/año)
II	Lipigas		
IV	Gas Valpo		
VII	Gas Valpo		
VIII	Gas Sur		
X	Metrogas		
X	Lipigas		
XIII	Metrogas Lo Aguirre		
V	Gas Valpo Casablanca		

10.1.3 Mayor costo de inspección de redes de acero primarias y secundarias

Las empresas emplean actualmente pigs inteligentes con sistemas de detección electromagnético, con un costo del orden de solo un 25% del costo utilizando ultrasonido (según estimación realizada por Gamma de acuerdo a estudios previos realizados), es decir del orden de 0,3 USD/(m*pulg), sistema que deberían cambiar a sistemas de detección con ultrasonido con un costo de 1,2 USD/(m*pulg).

Adicionalmente se estima que las empresas distribuidoras que utilicen hidrógeno en sus redes deberían repetir estas inspecciones con sistemas de ultrasonido en plazos menores a las actualmente usados, los que son del orden de aproximadamente de 7 años y en cambio realizarlas cada tres años.

Por lo tanto, el aumento del costo actual anual de inspección por los sistemas de inspección exigidos para el uso del hidrógeno e incluyendo una mayor frecuencia sería del orden de:

$$\text{Costo Inspección} = \left(\frac{1,2}{3} - \frac{0,3}{7} \right) \cdot \sum L_i \cdot d_i \text{ [USD/año]} \quad (17)$$

Donde L_i es el largo de la red de acero (en metros) de diámetro d_i (en pulgadas).

10.1.4 Mayor costo de inspección de redes de acero terciarias

En estos casos en general no es posible pasar pigs inteligentes por lo cual habría que diseñar métodos de inspección distintos basados en estudios e inspecciones técnicas específicas.

Esto también sería aplicable a redes secundarias que no hubieran sido diseñadas para la inspección con pigs inteligentes, como el caso de las redes de acero de Gas Sur, debiéndose también estudiar si éstas pudieran reducir su presión interior de trabajo.

En los dos casos indicados se considerará para objeto de estimación preliminar de costos unitarios, que estos serían similares a los indicados anteriormente para las redes primarias y secundarias.

El siguiente cuadro muestra los costos totales por mayor inspección de redes de acero [REDACTED].

**Cuadro 52. Costos por mayor inspección de redes de acero de [REDACTED]
 blending GN/H2**

Material	Diámetro (in)	Cantidad de redes de acero (km)	Mayor costo de inspección de redes de acero (MM\$/año)
Acero	[REDACTED]		
Acero			
Acero			
Acero			
Acero			
Acero			
Tot			

10.1.5 Organización y estudios previos y controles para la adecuación de las redes de distribución

Las empresas distribuidoras deberán organizar un grupo de trabajo y contratar diversos estudios previos a efectuar la adaptación de las redes de distribución para el uso del hidrógeno. Estos deben considerar entre otros, la ingeniería especializada asociada, entre ellas la necesaria sectorización de las redes, los contactos con los clientes, estudios especiales de los efectos del hidrógeno en sus sistemas, aumento de los controles de fuga en las redes, control de los trabajos y su realización y el control de los resultados entre otros.

Para efectos de cálculo de estos costos, a nivel de las concesiones de red preseleccionadas para este análisis, y según información del consultor de estudios previos realizados, estos costos se calcularán para el tipo de concesiones preseleccionadas a base de 187 USD por km de red total, con un mínimo de USD 10.000. En base a experiencias previas de las empresas en nuevos proyectos de inspección de redes, la cantidad de redes de distribución de las zonas seleccionadas y el avance promedio diario por kilómetro, se estima que estos estudios y controles se podrían realizar en un periodo de 12 meses, [REDACTED]. En otras palabras, si bien corresponde a un mayor costo por concepto de operación y mantenimiento, sólo se verá reflejado durante el primer año de evaluación.

El siguiente cuadro muestra los costos totales por estudios y adecuación de redes de distribución por presencia de H2.

Cuadro 53. Costos totales por estudios y adecuación por inyección de H2 por zona de concesión

Región	Empresa - Zona	Cantidad de redes de distribución (km)	Mayor costo de estudios por adecuación de redes (MM\$/año)
II	Lipigas		
IV	Gas Valpo		
VII	Gas Valpo		
VIII	Gas Sur		
X	Metrogas		
X	Lipigas		
XIII	Metrogas Lo Aguirre		
V	Gas Valpo Casablanca		

10.2 Cálculo de variación de la tasa de rentabilidad de las empresas concesionarias

Considerando todos los costos antes descritos, a continuación, se calcularán la rentabilidad de las empresas concesionarias en las zonas previamente seleccionadas. Para esto, se debe considerar lo siguiente:

- A. La tasa de rentabilidad corresponde a la tasa de actualización que permite un flujo neto igual a cero a los bienes de propiedad de la empresa concesionaria. Sin embargo, esta tasa no es posible calcularla para algunas empresas en ciertas zonas de concesión, dado que los costos de explotación son muy superiores a los ingresos de explotación, por lo cual la tasa es indeterminada. [REDACTED]

[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED].

- B. Los terrenos necesarios para la construcción e instalación de la planta de H2 no se deprecian.
- C. Se ha supuesto que todos los medidores reemplazados para la inyección de H2 en cada una de las zonas de concesión, correspondían a activos que tenían una fecha de instalación de menos de 15 años, por lo que, no existen diferencias en el cálculo del AVNR de los medidores reemplazados, respecto al premio del 2% por sobre la tasa de rentabilidad.
- D. El impuesto a las utilidades considerado es igual a 27%.

En el siguiente cuadro presenta las tasas de rentabilidad de las empresas concesionarias para el escenario base enviado por la CNE, correspondiente al proceso de chequeo de rentabilidad año 2021.

**Cuadro 54. Tasa de rentabilidad de las empresas concesionarias para el periodo 2021
(escenario base enviado por CNE)**

Región	Empresa - Zona	Ingresos (MM\$)	Costos (MM\$)	AVNR (MM\$)	Depreciación (MM\$)	Impuestos (MM\$)	Flujo neto (MM\$)	Tasa %
II	Lipigas							
IV	Gas Valpo							
VII	Gas Valpo							
VIII	Gas Sur							
X	Metrogas							
X	Lipigas							
XIII	Metrogas Lo Aguirre							
V	Gas Valpo Casablanca							

Ahora bien, en los siguientes cuadros se presentan las nuevas tasas de rentabilidad de cada una de las empresas, considerando todas las inversiones nuevas, adaptaciones y los mayores costos de operación y mantenimiento al inyectar blending en un 10% en volumen, y además las diferencias entre de ambos escenarios para cada zona de concesión.

Cuadro 55. Nueva tasa de rentabilidad de las empresas concesionarias para un 10% de inyección de H2

Región	Empresa - Zona	Ingresos (MM\$)	Costos (MM\$)	AVNR (MM\$)	Depreciación (MM\$)	Impuestos (MM\$)	Flujo neto (MM\$)	Tasa %
II	Lipigas							
IV	Gas Valpo							
VII	Gas Valpo							
VIII	Gas Sur							
X	Metrogas							
X	Lipigas							
XIII	Metrogas Lo Aguirre							
V	Gas Valpo Casablanca							

Cuadro 56. Diferencias obtenidas en el cálculo de la nueva tasa de rentabilidad de las empresas de distribución de gas

Región	Empresa - Zona	Ingresos (MM\$)	Costos (MM\$)	AVNR (MM\$)	Depreciación (MM\$)	Impuestos (MM\$)	Flujo neto (MM\$)	Tasa %
II	Lipigas							
IV	Gas Valpo							
VII	Gas Valpo							
VIII	Gas Sur							
X	Metrogas							
X	Lipigas							
XIII	Metrogas Lo Aguirre							
V	Gas Valpo Casablanca							

De los resultados obtenidos, se puede concluir lo siguiente:

- A. Todas las empresas, en distintas proporciones, debido a las inversiones que deben realizar y los mayores costos de operación y mantenimiento por el manejo del blending GN/H2 experimentan disminuciones en su tasa de rentabilidad, [REDACTED]

S [REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED].

Además, es importante considerar que se ha supuesto considerar en la [REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]

B. Las empresas [REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED].

C. [REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]. Esto refuerza la recomendación de que las empresas, en una primera etapa, puedan comenzar a desarrollar proyectos piloto de H2, en zonas aisladas o sectorizadas, con la finalidad de realizar los estudios técnicos experimentales de los efectos del hidrógeno en las redes de distribución, sin que eso signifique una desviación importante de los costos actuales y sus respectivas rentabilidades.

D. Las empresas [REDACTED], dado los altos costos de explotación que presentan en cada una de estas zonas, respecto a los ingresos de explotación percibidos, la tasa de rentabilidad es indeterminada, por lo que, la evaluación de proyectos de H2 en sus zonas de concesión, hacen que el resultado sea menos favorable, por lo que no es posible determinar las desviaciones respectivas. [REDACTED]
[REDACTED]

a) Aumento de porcentaje de Blending a 20%, manteniendo constante el costo de suministro de energía eléctrica.

Cuadro 57. Nueva tasa de rentabilidad de las empresas concesionarias para un 20% de inyección de H2

Región	Empresa - Zona	Ingresos (MM\$)	Costos (MM\$)	AVNR (MM\$)	Depreciación (MMS)	Impuestos (MMS)	Flujo neto (MM\$)	Tasa %
II	Lipigas							
IV	Gas Valpo							
VII	Gas Valpo							
VIII	Gas Sur							
X	Metrogas							
X	Lipigas							
XIII	Metrogas Lo Aguirre							
V	Gas Valpo Casablanca							

Según se aprecia en el cuadro anterior, en la zona de concesión de

_____.

[illegible]

- b) Porcentaje de Blending de 10%, disminuyendo el costo de suministro de energía eléctrica según las proyecciones futuras del Cuadro 25.

Cuadro 58. Nueva tasa de rentabilidad de las empresas concesionarias para un 10% de blending, bajo un escenario de disminución de costos de energía eléctrica

Región	Empresa - Zona	Ingresos (MM\$)	Costos (MM\$)	AVNR (MM\$)	Depreciación (MM\$)	Impuestos (MM\$)	Flujo neto (MM\$)	Tasa %
II	Lipigas							
IV	Gas Valpo							
VII	Gas Valpo							
VIII	Gas Sur							
X	Metrogas							
X	Lipigas							
XIII	Metrogas Lo Aguirre							
V	Gas Valpo Casablanc							

Acorde al cuadro anterior, en la zona de concesión [REDACTED]

[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]

La mayor diferencia se da en la zona de concesión [REDACTED]

[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]

Como análisis complementario, se realizó una sensibilización de la tasa de rentabilidad en función del costo de la energía eléctrica y del porcentaje de blending, considerando un 5, 10, 15 y 20% de H2. En este análisis se aprecia que, para todas las zonas de concesión, el aumento progresivo del porcentaje de blending implica una disminución en la tasa de rentabilidad. Por otra parte, se observa que disminuciones del costo de suministro eléctrico incrementa la tasa de rentabilidad, por menores costos de operación de la planta de H2V. La sensibilización mencionada se encuentra en el *Anexo 8. Sensibilización de Tasa de Rentabilidad y Variación a Precio Público*.

Como parte de los entregables del Informe N°2, se acompaña un archivo Excel con todos los cálculos de inversiones de la planta de H2, inversiones en adaptaciones y cálculos de las tasas de rentabilidad de las empresas distribuidoras de gas (*"Inversiones y Rentabilidad de empresas de gas para proyectos de H2".xlsx*).

11 Variaciones de precio del gas a público

En el siguiente capítulo, considerando el escenario en el cual la empresa traspasa las inversiones y los mayores costos a los clientes finales, se estimarán las posibles variaciones en los precios a los usuarios finales. En otras palabras, considerando el cálculo de la rentabilidad expresado previamente, la tasa de rentabilidad para la cual el flujo neto es igual a cero, se mantendrá constante, respecto al caso base entregado por la CNE, mientras que los ingresos de explotación variarán, al igual que los costos de explotación y la anualidad de las inversiones (AVNR).

Es importante mencionar que, para el cálculo de la variación de precios, sólo se considerará variación en las tarifas por venta de gas, y se mantendrán constante todos los otros ingresos de explotación respecto al caso base (provisiones de venta de gas, peajes por transporte, ingresos por servicios afines, entre otros).

11.1 Determinación de diferencias en flujos netos por inyección de H2

El siguiente cuadro presenta las diferencias totales de flujo neto para cada una de las zonas de concesión seleccionadas. Este cálculo considera todas las estimaciones realizadas previamente (capítulo 10), es decir, las nuevas inversiones por la planta de H2, inversiones en adaptaciones y mayores costos por operación y mantenimiento, pero considerando la misma tasa de rentabilidad del escenario base tasa del Cuadro 54.

Cuadro 59. Determinación de flujo neto para la inyección de 10% de H2.

Región	Empresa - Zona	Ingresos (MM\$)	Costos (MM\$)	AVNR (MM\$)	Depreciación (MM\$)	Impuestos (MM\$)	Flujo neto (MM\$)	Tasa %
II	Lipigas							
IV	Gas Valpo							
VII	Gas Valpo							
VIII	Gas Sur							
X	Metrogas							
X	Lipigas							
XIII	Metrogas Lo Aguirre							
V	Gas Valpo Casablanca							

Ahora bien, en el siguiente cuadro se presentan las diferencias con respecto al caso base (ver Cuadro 54).

Cuadro 60. Diferencias obtenidas en el flujo neto para cada zona de concesión por inyección de 10% de H2.

Región	Empresa - Zona	Ingresos (MM\$)	Costos (MM\$)	AVNR (MM\$)	Depreciación (MM\$)	Impuestos (MM\$)	Flujo neto (MM\$)	Tasa %
II	Lipigas							
IV	Gas Valpo							
VII	Gas Valpo							
VIII	Gas Sur							
X	Metrogas							
X	Lipigas							
XIII	Metrogas Lo Aguirre							
V	Gas Valpo Casablanca							

Para las zonas de concesión donde la tasa de rentabilidad es indeterminada, para poder determinar el nuevo ingreso de explotación, se consideró igualar el flujo neto nuevo (obtenido por nuevas inversiones y adaptaciones) al flujo neto del caso base.

Por otro lado, no se conoce en detalle los ingresos de explotación desagregados por tipo de ingreso, sin embargo, de todas maneras se ha supuesto que el 100% del total de ingresos de explotación corresponden a los ingresos por venta de gas a clientes. En general, esta aproximación es bastante cercana a la realidad, ya que existen otros ingresos de explotación como provisiones de venta de gas y servicios afines, con valores muy inferiores a los ingresos por concepto de venta de gas directa a clientes.

A partir de lo anterior, el siguiente cuadro muestra los ingresos por venta de gas de cada una de las empresas y cuánto es el porcentaje de aumento de tarifas que cada una de éstas debe considerar en sus respectivas zonas de concesión, de forma tal de traspasar todas las mayores inversiones y mayores costos de operación y mantenimiento por inyectar 10% de H2 en sus redes de distribución.

Cuadro 61. Aumento porcentual de tarifas de venta de gas a cliente final.

Región	Empresa - Zona	Ingresos por venta de gas caso base (MM\$)	Nuevos ingresos por venta de gas (MM\$)	Aumento de Ingresos por venta de gas (MM\$)
II	Lipigas			
IV	Gas Valpo			
VII	Gas Valpo			
VIII	Gas Sur			
X	Metrogas			
X	Lipigas			
XIII	Metrogas Lo Aguirre			
V	Gas Valpo Casablanca			

Del cuadro se concluye lo siguiente:

A.

[REDACTED]

B. [REDACTED]

C. [REDACTED]

11.2 Comparación de tarifas del gas natural por red respecto a sustitutos

11.2.1 Precios del gas natural por red

Los precios del gas natural por red son obtenidos a partir del portal de Energía Abierta de la CNE, los cuales presentan una data desde el año 2000, y vienen desagregados por empresa, por región y por volumen de venta.

A continuación, a modo de ejemplo, se presentan los precios del gas natural por red de Gas Sur, desde el año 2020 a la fecha, considerando tres distintos volúmenes de venta (19,3 m³, 58 m³ y 116 m³, correspondientes aproximadamente a consumos de cilindros de GLP de 15 kg, 45 kg y 2 de 45 kg respectivamente).

Nota: Todos los precios mostrados a continuación, para todos los energéticos y sus distintos formatos, corresponden a valores nominales, pero actualizados por el valor del dólar de cada fecha respectivamente²⁹.

²⁹ Se utiliza el dólar como referencia dado que todos estos combustibles son importados, cuyos contratos son definidos en dólares.

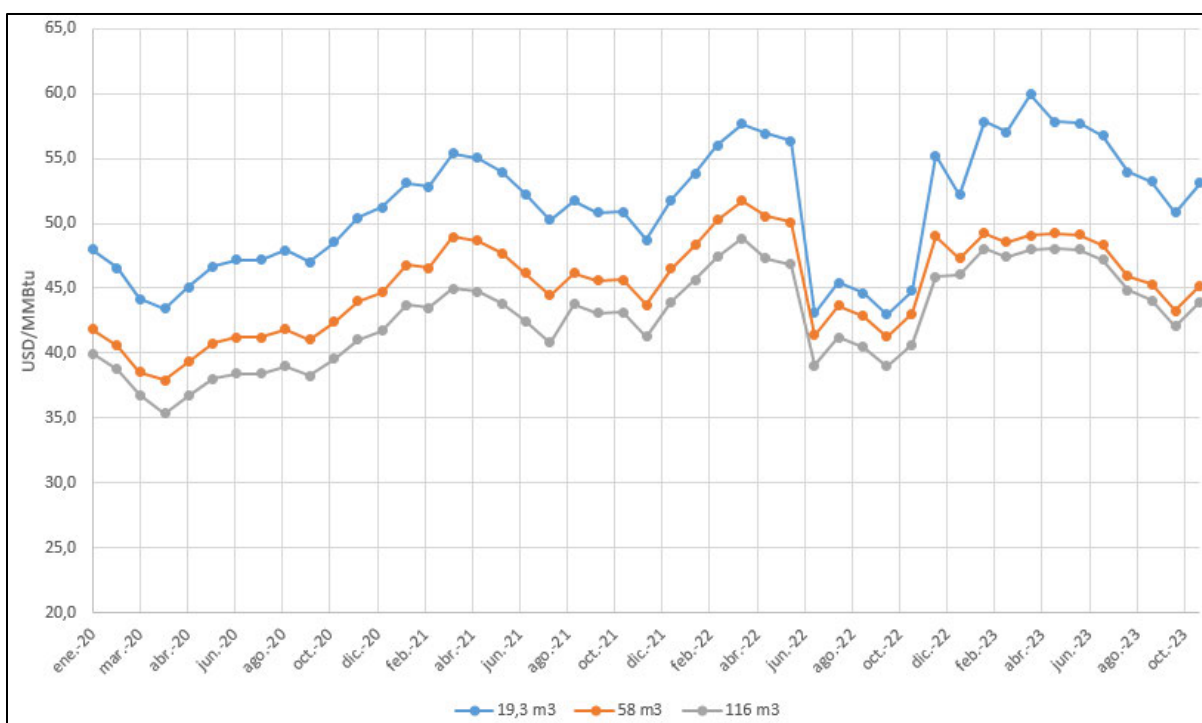


Gráfico 23. Precios mensuales promedios de gas natural a cliente de Gas Sur VIII Región desde el año 2020 al 2023 en (USD/MMBtu)

Se observa que, en general, los precios se han mantenido constante durante los últimos años, en torno a los 40 a 50 USD/MMBtu, de hecho, durante los últimos 5 meses del año 2023, los precios han experimentado una baja, para alcanzar valores cercanos a los precios del mes de enero del año 2020.

En el siguiente cuadro se presentan los precios promedios de los últimos 3 meses de las tarifas de GN a público del gas natural para todas las zonas de concesión evaluadas.

Cuadro 62. Promedio de precios de GN de septiembre a noviembre 2023 de las zonas de concesión seleccionadas.

Región	Empresa - Zona	Precio GN 19,3 m3 USD/MMBtu
II	Lipigas	52,8
IV	Gas Valpo	42,6
RM	Metrogas - Lo Aguirre	49,7
V	Gas Valpo	47,9
VII	Gas Valpo	43,5
VIII	Gas Sur	44,4
X	Metrogas	55,0
X	Lipigas	46,4

11.2.2 Precios de GLP envasado

Los precios de venta de cilindros de GLP a público son obtenidos de la información entregada por la CNE. A continuación, se presentan los costos promedio de los cilindros de 15 kg de GLP envasado para una comuna representativa de cada una de las distintas zonas de concesión en estudio. El promedio mostrado incluye la tarifa de las empresas Abastible, Gasco y Lipigas para el periodo de enero a noviembre de 2023.

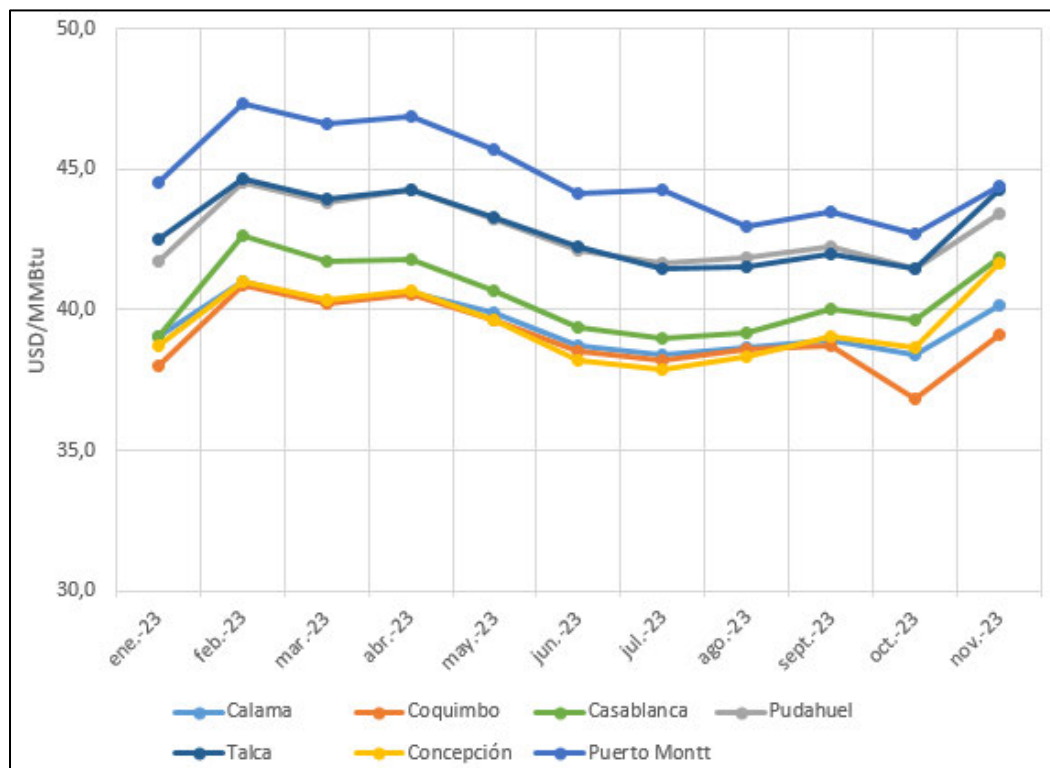


Gráfico 24. Precios mensuales promedios de cilindros GLP de 15 kg a cliente en distintas comunas de Chile para el año 2023 en (USD/MMBtu)

Se observa que los precios, desde enero a noviembre, se encuentran dentro del rango entre 35 a 50 USD/MMBtu. Las tarifas más altas corresponden a la comuna de Puerto Montt, mientras que Concepción, Coquimbo y Calama comparten las menores tarifas.

En el siguiente cuadro se presentan los precios promedios de los últimos 3 meses de los cilindros de GLP a público para las principales comunas donde se encuentran las empresas distribuidoras de gas natural.

Cuadro 63. Promedio de precios de cilindros GLP 15 kg de septiembre a noviembre 2023 en diversas regiones del país

Región	Comuna	Precio GLP Envasado (15 kg) USD/MMBtu
II	Calama	38,8
IV	Coquimbo	37,8
VII	Talca	42,0
VIII	Concepción	39,2
X	Puerto Montt	43,3
XIII	Lo Aguirre (Pudahuel)	42,0
V	Casablanca	40,1

A continuación, se muestran los costos promedio del GLP envasado por región y empresa distribuidora de los últimos 3 meses (septiembre – noviembre 2023).

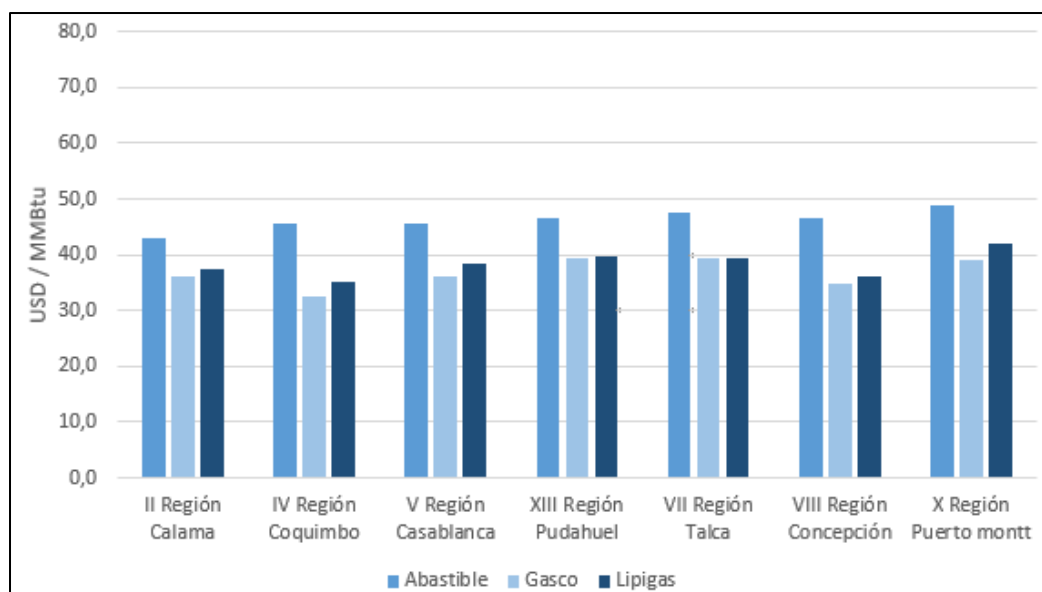


Gráfico 25. Costo promedio del GLP envasado de 15 kg por región y distribuidor

De la anterior gráfica se observa lo siguiente:

- En cada zona estudiada, Abastible tiene el mayor costo promedio del GLP envasado.
- Gasco presenta los menores costos promedio en cada región estudiada. Cabe mencionar, que su valor promedio es muy similar al de Lipigas en la Región del Maule (comuna de Talca) y en la Región Metropolitana (comuna de Pudahuel).

11.2.3 Precios del GLP Medidor

Los precios de venta de GLP medidor a público son obtenidos de la información entregada por la CNE. A continuación, se presentan los costos promedio de venta del GLP medidor en su equivalente de USD/MMBtu para una comuna representativa de las distintas zonas de concesión en estudio. El promedio mostrado incluye la tarifa de las empresas Abastible, Gasco y Lipigas para el periodo de enero a noviembre de 2023.

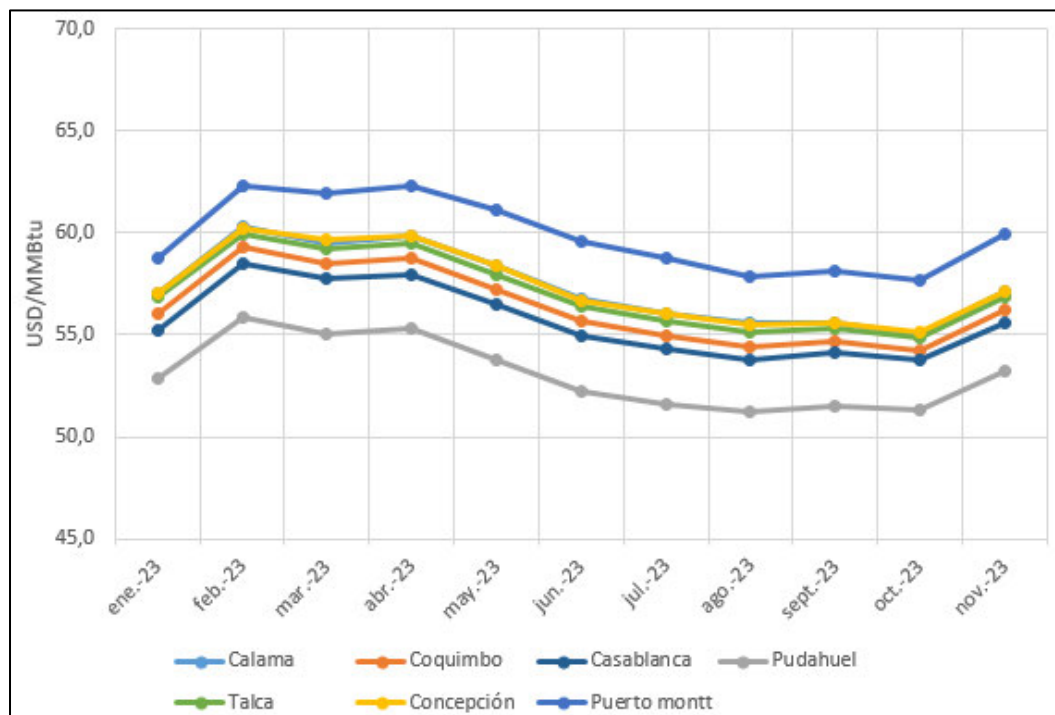


Gráfico 26. Precios mensuales promedios de GLP medidor a cliente en distintas comunas de Chile para el año 2023 en (USD/MMBtu)

Del gráfico se aprecia que, al igual que el GLP envasado, las tarifas de mayor valor corresponden a la comuna de Puerto Montt, mientras que la de menor costo se presenta en la comuna de Pudahuel, donde se ubica el sector de Lo Aguirre. El rango de precios de GLP medidor está entre 50 a 65 USD/MMBtu.

En el siguiente cuadro se presentan los precios promedio de los últimos 3 meses del GLP medidor a público para las principales comunas donde se encuentran las empresas distribuidoras de gas natural.

Cuadro 64. Promedio de precios de GLP medidor de septiembre a noviembre 2023 en diversas regiones del país

Región	Comuna	Precio GLP Medidor USD/MMBtu
II	Calama	55,9
IV	Coquimbo	55,1
VII	Talca	55,7
VIII	Concepción	56,0
X	Puerto Montt	58,6
XIII	Lo Aguirre (Pudahuel)	52,0
V	Casablanca	54,5

A continuación, se muestran los costos promedio del GLP medidor por región y empresa distribuidora de los últimos 3 meses (septiembre – noviembre 2023).

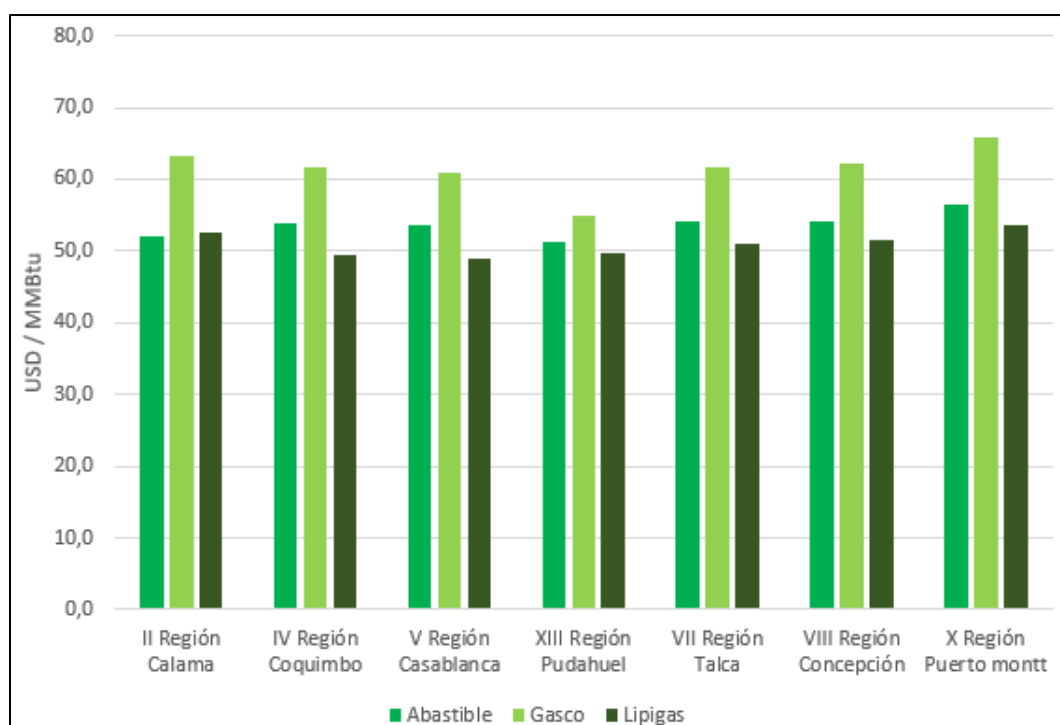


Gráfico 27. Costo promedio del GLP medidor por región y distribuidor.

De esta gráfica se observa lo siguiente:

- Gasco es la empresa que tiene mayor costo en todas las regiones analizadas.
- Lipigas tiene el menor costo de GLP medidor en todas las regiones, excepto en la II Región, comuna de Calama, donde el menor costo promedio lo presenta Abastible, sin embargo, estos son muy similares.

11.2.4 Precios del GLP Grael

El precio de venta del GLP granel fue obtenido para la empresa Lipigas en su página web, donde las tarifas de las últimas 8 semanas son de acceso abierto. Para las empresas Gasco y Abastible, no fue posible acceder a esta información, ya que, luego de que Gamma tomó contacto con estas, se indicó que las tarifas no estaban disponibles públicamente.

A continuación, se muestra una tabla con el promedio de las tarifas de octubre y noviembre en su equivalente de USD/MMBtu para las principales comunas donde se encuentran las empresas distribuidoras de gas natural.

Cuadro 65. Promedio de precios de GLP granel de octubre y noviembre 2023 en diversas regiones del país

Región	Comuna	Precio GLP Granel USD/MMBtu
II	Calama	56,6
IV	Coquimbo	52,1
VII	Talca	53,1
VIII	Concepción	52,7
X	Puerto Montt	55,5
XIII	Lo Aguirre (Pudahuel)	50,7
V	Casablanca	51,6

11.2.5 Comparación de precios de GN con sustitutos

A continuación, en la siguiente tabla se compara el precio de venta del Gas Natural, GLP Medidor, GLP Envasado y GLP Granel, para los últimos 3 meses (septiembre, octubre y noviembre de 2023), basado en la información proporcionada por la CNE. Además, se considera en la comparación el aumento de tarifa a cliente proyectado según las estimaciones del Cuadro 61 para un blending de 10%.

Además, el siguiente gráfico muestra esta misma comparación, pero considerando el valor promedio del GLP en sus distintos formatos para las mismas zonas de evaluación.

Cuadro 66, Valores de GN (actual y proyectado para un 10% de blending) y GLP (formato envasado, medidor y granel) promedio de los meses de septiembre a noviembre de 2023 en USD/MMBtu.

Región	Empresa - Zona	Comuna	Precio Gas Natural (USD/MMBtu)			Precio GLP Medidor (USD/MMBtu)			Precio GLP Envasado (USD/MMBtu)			Precio GLP Granel - Lipigas (USD/MMBtu)
			Precio base	Aumento de Tarifa (%)	Precio Aumento de Tarifa	Abastible	Gasco	Lipigas	Abastible	Gasco	Lipigas	
II	Lipigas	Calama										
IV	Gas Valpo	Coquimbo										
RM	Metrogas - Lo Aguirre	Pudahuel										
V	Gas Valpo	Casablanca										
VII	Gas Valpo	Talca										
VIII	Gas Sur	Concepción										
X	Metrogas	Puerto Montt										
X	Lipigas	Puerto Montt										

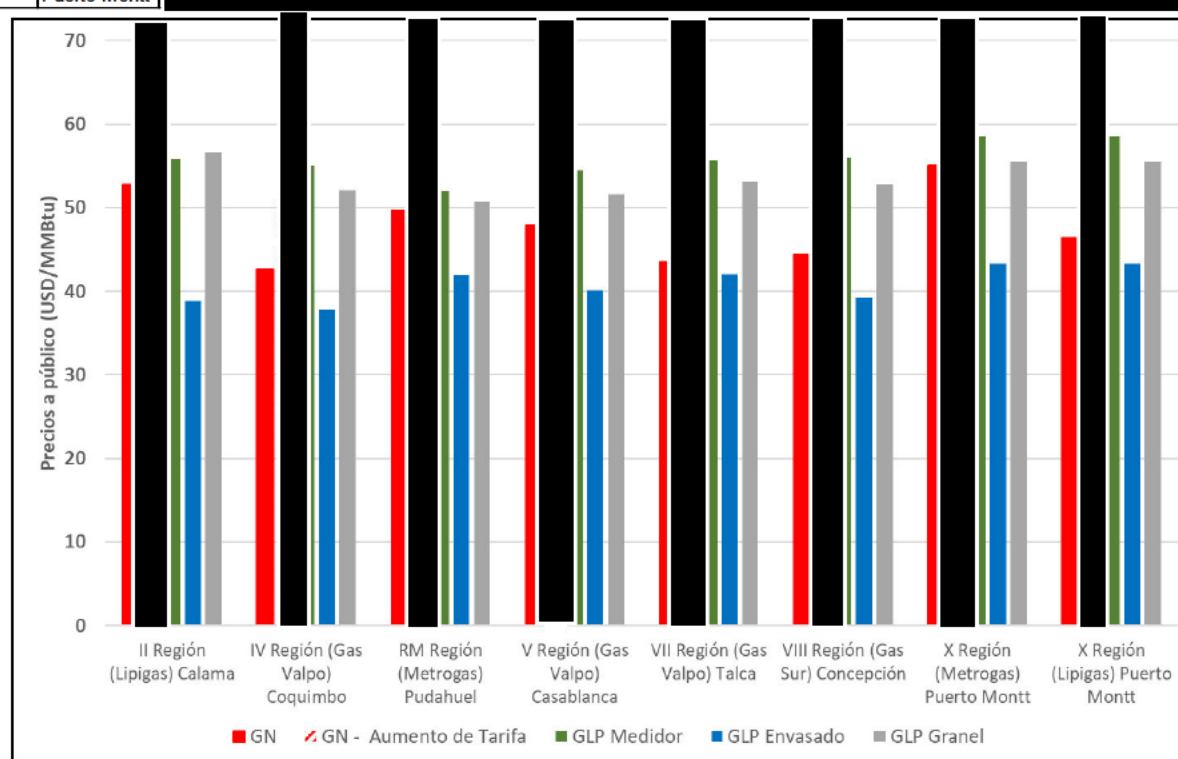


Gráfico 28. Comparación del precio promedio del gas natural y su aumento de tarifa proyectado para un 10% de blending, con los precios de GLP sustituto promedio según región y tipo.

De los valores obtenidos previamente, se puede señalar lo siguiente:

1. El precio del gas natural (para el caso base actual), en general, presenta diferencias mínimas con el GLP medidor de las empresas Abastible y Lipigas, sin embargo, el precio de Gasco es muy superior, lo que resulta en que, en todas las zonas evaluadas, el precio del gas natural es menor que el GLP medidor.

Ahora bien, considerando un aumento del precio de las tarifas de gas natural por una inyección de H2 de un 10%, [REDACTED]

[REDACTED]

Es importante mencionar que el GLP medidor, si bien en términos de precios compite con el gas natural, por el momento sólo es un sustituto de éste en el sector residencial comunitario, es decir, en edificios o en condominios de casa. Para esto, y dado que hace años atrás era muy difícil el poder cambiar de proveedor de gas en comunidades, mediante la Ley N°20.999/2017 se estableció un procedimiento de cambio de empresa de gas, el cual facilita la transferencia de activos entre las empresas distribuidoras³⁰.

2. El precio del gas natural (para el caso base actual), para todas las zonas evaluadas, es mayor que el precio del GLP envasado de las empresas Gasco y Lipigas, sin embargo, en cuatro de las ocho zonas (Gas Valpo IV Región, Gas Valpo VII Región, Gas Sur VIII Región y Lipigas X Región) el precio del GLP envasado de Abastible es mayor que el del gas natural. De todas maneras, este mayor precio de Abastible no evita que, considerando precios promedio, el gas natural en todas las zonas evaluadas es mayor que el GLP envasado de las tres compañías.

Por otro lado, si se considera un aumento del precio de las tarifas de gas natural por inyección de H2 en un 10%, en todos los escenarios, el precio del gas natural, en todas las zonas, es mayor al precio del GLP envasado.

Sin perjuicio de lo anterior, es importante mencionar que, si bien ambos combustibles pueden ser sustitutos en la práctica, esto se ve condicionado por lo siguiente:

- ✓ Existen sectores donde la empresa distribuidora de gas natural no tiene concesión para instalar redes de distribución de gas, o bien, estando dentro de la superficie de concesión, no ha proyectado aún instalar redes

³⁰ Mediante Res. Ex. N°560/2022 la CNE aprobó el Informe Final de Valorización de Instalaciones de Gas para el cuatrienio 2022-2025.

de distribución de gas, por lo que, en estos casos, la solución para múltiples usuarios no considera el gas natural, al menos en el corto plazo.

- ✓ En segundo lugar, en clientes residenciales comunitarios como edificios, en los cuales la infraestructura de gas natural ya existe, es muy difícil que el GLP envasado entre a competir en precio. Además, uno de los aspectos más importantes es que, de acuerdo al Oficio Circular SEC N°13.192/2016, el uso de cilindros de GLP en edificios colectivos de altura está prohibido, salvo para artefactos móviles o rodantes (sin perjuicio de restricciones propias de cada comunidad) y en edificios destinados a viviendas sociales (sólo se permite hasta el quinto piso con restricciones técnicas en su instalación).

3. El precio del GLP granel de Lipigas, en términos generales, se encuentra entre el precio del GLP medidor y GLP envasado. Sin embargo, en todos los casos, este precio es mayor que el gas natural para el escenario actual. Así, si se considera un aumento de tarifas por la inyección de un 10% de H2, los precios de ambos energéticos son bastante similares, [REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

Ahora bien, el GLP granel está orientado a grandes comercios (como restaurantes) o industrias, por lo que en sólo esos casos estos energéticos podrían competir.

Cada uno de estos costos, y sus análisis extendidos por zona de concesión, para cada empresa, se encuentran en el *Anexo 9. Tarifas promedio del GLP medidor, GLP envasado, GLP granel y Gas Natural*.

Finalmente, a modo de sensibilización, se presentan dos casos de interés respecto al aumento porcentual de las tarifas de gas a cliente final adicionales a la ya mostrado en el Cuadro 61, tomando en consideración el costo promedio de los meses de septiembre a noviembre de 2023 para el gas natural.

- A. Aumento de porcentaje de Blending a 20% de H2, manteniendo constante el costo de suministro de energía eléctrica (LCOE del Cuadro 25).
- B. Porcentaje de Blending de 10% H2, disminuyendo el costo de suministro de energía eléctrica (LCOE) según Cuadro 25.

Cuadro 67. Cuadro comparativo de tarifas a cliente final bajo escenario de sensibilización de porcentaje de Blending y LCOE

Región	Empresa - Zona	Valor promedio	Blending 10% H2 - LCOE BESS 280 (1)		Blending 20% H2 - LCOE BESS 280 (1)		Blending 10% H2 - LCOE BESS 200 (1)	
		Gas Natural USD/MMBtu	Aumento de tarifas de gas a clientes	Gas Natural USD/MMBtu	Aumento de tarifas de gas a clientes	Gas Natural USD/MMBtu	Aumento de tarifas de gas a clientes	Gas Natural USD/MMBtu
II	Lipigas							
IV	Gas Valpo							
RM	Metrogas - Lo Aguirre							
V	Gas Valpo							
VII	Gas Valpo							
VIII	Gas Sur							
X	Metrogas							
X	Lipigas							

Como es de esperarse, un aumento en la demanda de hidrógeno conlleva un aumento de la tarifa a cliente final debido a las mayores inversiones y costos de adaptación necesarios, además del incremento del consumo de energía eléctrica. Por otra parte, el mantener constante la proporción de hidrógeno en el Blending (10%) y disminuir el costo de la energía eléctrica, muestra que la nueva tarifa tiene un menor aumento que el caso base ya estudiado, debido a que los costos de inversión y adaptación se mantienen, pero disminuye el costo operacional del consumo eléctrico de la planta.

En cuanto a las zonas de concesión que presentan mayor aumento porcentual de la tarifa a cliente final, las cuales precisamente tienen rentabilidad negativas o indeterminadas [REDACTED]

[REDACTED], es posible observar que un aumento en la demanda de hidrógeno eleva drásticamente la tarifa del gas natural entre [REDACTED] USD/MMBtu. F [REDACTED]

[REDACTED]

Para complementar el análisis de sensibilización, se han hecho tablas que comparan porcentajes de blending de 5, 10, 15 y 20% de H2 para cada zona de concesión, disminuyendo progresivamente el costo de suministro de energía eléctrica. Este análisis indica que aumentos de demanda de hidrógeno implican el aumento de tarifa al cliente final, siendo más grandes las diferencias en zonas cuyas tasas de rentabilidad son negativas o indeterminadas, mientras que las diferencias son prácticamente nulas para proyectos en zonas sectorizadas. Por otro lado, muestra que la disminución del costo de la energía disminuye el porcentaje de aumento de tarifa en cada una de las zonas de concesión. Estos cuadros comparativos se encuentran en el *Anexo 8. Sensibilización de Tasa de Rentabilidad y Variación a Precio Público*.

11.3 Impacto del costo del H2 y GN en los resultados finales

Tal como se describió en el Capítulo 8 las inversiones estimadas para la producción de H2, utilizadas posteriormente para el cálculo de las variaciones de las tasas de rentabilidad de las empresas concesionarias y la variación de precio a público, consideró los valores reales actuales de las tecnologías de producción de H2 y no estimaciones futuras esperadas por las autoridades e industria en general.

En este contexto, considerando que los valores obtenidos del costo del H2 se encuentran aproximadamente entre █████ USD/kg (ver Gráfico 22), equivalentes a █████ USD/MMBtu, éstos son muy superiores a los costos de gas natural de las empresas concesionarias. Si bien en el estudio, para el cálculo del menor volumen de gas natural distribuido por la inyección de H2, se utilizó un valor promedio de este igual a █████ USD/MMBtu para todas las empresas concesionarias, cualquier variación de $\pm 50\%$ es irrelevante para el alto costo del H2 que se obtuvo, y por eso se obtienen grandes variaciones en las tasas de rentabilidad y un eventual aumento de las tarifas de gas natural si estos mayores costos e inversiones son traspasadas a tarifas. En este contexto, y considerando el 10% de inyección de H2 en las redes de gas natural, el costo promedio del blending sería de █████.

Ahora bien, según lo descrito en el subcapítulo 9.1, el costo del H2, según la literatura, si se consideran costos inversión más baratos y costos de suministro de energía menores (lo que se podría alcanzar considerando la producción de H2 sólo en horarios de sol (producción de energía fotovoltaica) sin almacenamiento), el costo del H2 sería del orden de 6 a 8 USD/kg³¹, lo que equivale a un valor promedio de █████ USD/MMBtu. Con este resultado, un valor promedio del costo del blending de 10% de H2 sería aproximadamente █████ USD/MMBtu, donde el H2 representa un █████% del costo total del gas. Con estos resultados, y sólo a modo ejemplificador, las variaciones a precio a público serían las siguientes:

³¹ Este valor considera un valor de inversión de toda la Planta de H2 (electrolizador e instalaciones complementarias) aproximadamente igual a 3.300 USD/kW, y un valor de suministro de energía (LCOE) igual a 50 USD/MWh.

LCOH 6 a 8 USD/kg)

Región	Empresa - Zona	Ingresos por venta de gas caso base (MM\$)	Nuevos ingresos por venta de gas (MM\$)	Aumento de Ingresos por venta de gas (MM\$)
II	Lipigas			
IV	Gas Valpo			
VII	Gas Valpo			
VIII	Gas Sur			
X	Metrogas			
X	Lipigas			
XIII	Metrogas Lo Aguirre			
V	Gas Valpo Casablanca			

Se observa que los aumentos porcentuales de las tarifas a cliente final disminuyen aproximadamente al 10% si se compara con los resultados del Cuadro 61 (aumentos de tarifas a cliente final considerando precios reales del H2 en la actualidad), lo que resulta en que los potenciales aumentos de tarifas, para todas las zonas de concesión, se encuentran bajo el 10%.

Finalmente, si se quisiera ir más allá, y considerar costos del H2 en torno a 1,5 USD/kg, que es lo que se postula como meta en Chile en el largo plazo, equivalente a 12 USD/MMBtu, el valor es prácticamente el mismo que el costo actual del GN (el valor del H2 representaría sólo 1% del costo total del gas), resultando en aumentos potenciales de tarifas de gas iguales o menores al 1% en todas las zonas de concesión.

LCOH 1,5 USD/kg)

Región	Empresa - Zona	Ingresos por venta de gas caso base (MM\$)	Nuevos ingresos por venta de gas (MM\$)	Aumento de Ingresos por venta de gas (MM\$)
II	Lipigas			
IV	Gas Valpo			
VII	Gas Valpo			
VIII	Gas Sur			
X	Metrogas			
X	Lipigas			
XIII	Metrogas Lo Aguirre			
V	Gas Valpo Casablanca			

Nota: Es importante mencionar que en la práctica este valor de 1,5 USD/kg no considera todas las instalaciones complementarias que requiere una planta para la generación de H2 y su posterior inyección en la red de distribución de gas natural, cuyos activos fueron descritos en la sección 6.1. Además, considera el escenario de producción en horas de sol, sin almacenamiento, con costos de suministro de energía menores a 30 USD/MWh.

Ambos escenarios adicionales evaluados se recomienda considerarlos sólo como una referencia, como orden de magnitud, porque a la fecha aún no existe una tendencia de precios que permita asegurar estos valores en el mediano plazo.

12 Conclusiones y recomendaciones

En el presente informe se ha realizado un análisis exhaustivo de cuáles son las principales barreras para la inyección de H2 en las redes de gas natural.

Este análisis ha considerado la reglamentación nacional e internacional y los límites técnicos en las redes de distribución y cuáles podrían ser los principales problemas en la utilización del blending GN/H2 en los usos finales, tanto a nivel domiciliario como industrial, el que incluye grandes industrias, generación de energía y gas natural vehicular.

A partir de estos análisis, y junto con la información técnica complementaria de cada una de las redes de distribución de gas en Chile, se han determinado las zonas de concesión más factibles para distribuir blending GN/H2 a corto plazo, considerando los principales aspectos técnicos que impedirían grandes porcentajes de inyección de H2, tales como la cantidad de redes de acero, el abastecimiento a estaciones de GNV, abastecimiento a turbinas de gas para generación de electricidad y distribución de las redes de distribución. Así, del total del total de 12 zonas de concesión, se escogieron 8 zonas completas y 2 zonas sectorizadas para analizar y realizar las actividades posteriores con mayor profundidad. Estas zonas son:

- ✓ Lipigas II Región.
- ✓ Gas Valpo IV Región.
- ✓ Metrogas RM Sector Lo Aguirre.
- ✓ Gas Valpo V Región Sector Casablanca.
- ✓ Gas Valpo VII Región.
- ✓ Intergas XVI Región
- ✓ Gas Sur VIII Región.
- ✓ Intergas IX Región.
- ✓ Metrogas X Región.
- ✓ Lipigas X Región.

Dadas las características de cada una de estas zonas de concesión, y los antecedentes técnicos sobre límites de inyección de H2 en redes de distribución, sumado a las experiencias internacionales realizadas a la fecha, se consideró como un 10% el límite máximo técnico de H2 (en volumen) en las redes de gas natural en Chile a corto plazo, pero con los siguientes alcances:

1. Existe un problema mayor que surge de la NCh 2264, la que exige un poder calorífico mínimo de 8.850 kcal/m3S. Este valor, que es excesivamente alto, estaría rechazando gases y mezclas que son perfectamente factibles técnicamente. Esta normativa estaría limitando hasta aproximadamente sólo un 8% de H2 en la mezcla.

2. Utilizar un porcentaje mayor al 10% obligaría a utilizar la norma ASME B31.12, por lo que se deberían recalificar las tuberías de acero, lo que significaría tiempo e inversiones significativas, sobre todo considerando el proceso de evaluación del estado de las tuberías con Pigs inteligentes, los que, además, en muchos casos, cuando existan diámetros pequeños, sería imposible de realizar.

Sin perjuicio de lo anterior, a lo largo del informe, para efectos de sensibilización se evaluó el escenario de inyección de un 20% en cada una de estas zonas de concesión.

Ahora bien, dado los altos costos de inversión que actualmente presentan las tecnologías de producción de H₂, sumado a los altos costos de inversión de las tecnologías de almacenamiento de energía, los que repercuten en costos elevados de suministro de energía (LCOE), se deriva en alto costos de producción de H₂ para la inyección en redes de distribución de gas natural. De acuerdo a los resultados obtenidos en el estudio, se comenta lo siguiente:

- A. En zonas de gran demanda de H₂ se experimentan altas variaciones en la tasa de rentabilidad de las empresas. [REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED].
- B. Las grandes inversiones de la planta de H₂, las inversiones en adaptación de la infraestructura, sumados a los mayores costos de operación y mantenimiento, significaría un aumento sustancial en algunas zonas de concesión del precio de las tarifas del gas natural, lo que resulta en una menor competitividad con respecto a los sustitutos, como es el caso del GLP envasado, medidor y granel.
- C. Todo lo anterior obligaría a definir una política regulatoria que permita la introducción en etapas de las tecnologías de hidrógeno en el mercado del gas natural, sin que perjudique sustancialmente el resultado de las empresas y, sobre todo, el precio final que los consumidores deben pagar.

Si bien los resultados de este estudio reflejan que los costos de producción de H₂ e inyección en las redes de GN actualmente son muy elevados, estos proyectos de blending de GN/H₂ son fundamentales para alcanzar las metas de descarbonización a largo plazo en el mundo, ya que se han identificado como los más factibles a corto plazo. Estos proyectos permitirían acelerar la curva de aprendizaje del H₂ e ir implementando en etapas sucesivas un periodo de adaptación de toda la industria respecto a las soluciones de hidrógeno. Esto se apoya ya que se espera que, en el corto plazo, exista además, una disminución de costos, no tan sólo de la infraestructura misma de producción de H₂, sino de los costos de suministro, como es

el eléctrico, por mayor penetración de energías renovables y del almacenamiento de energía eléctrica.

Se recomienda, por lo tanto, según los resultados obtenidos de este estudio, incentivar el desarrollo de proyectos en zonas acotadas, [REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

De esta forma las empresas, en una primera etapa, podrían comenzar a desarrollar su propia experiencia en estos proyectos piloto de H2 en zonas sectorizadas, sin que esto signifique una desviación importante de los costos actuales, ni de sus respectivas rentabilidades y/o mayores precios a clientes finales de este energético y estar así preparadas frente a posibles disminuciones de costos para afrontar eventuales transformaciones más profundas.

ANEXOS

Anexo 1. Límites técnicos en la utilización del H2 en clientes domiciliarios.

Límites técnicos en la utilización del H2 en clientes domiciliarios: Desarrollo de diagramas de intercambiabilidad aplicable a artefactos residenciales.

El objetivo específico de este capítulo es analizar a base de los diagramas de intercambiabilidad, basados a su vez en resultados experimentales internacionales y en la normativa vigente de artefactos domiciliarios, los efectos que tendría en los artefactos chilenos utilizar gas natural con diversos contenidos de hidrógeno.

1. Normas chilenas y argentinas de calidad del gas natural

La norma chilena de calidad del gas natural a ser distribuido (NCh 2264/2014) fue tomada de la norma argentina de gas natural para la entrega de gas natural por gasoductos, ya que en ese momento no existía otra posibilidad de abastecimiento de gas. En el Cuadro 10 se indica también la norma argentina ENARGAS para entrega a clientes, la que resulta prácticamente idéntica.

Cuadro 70. Límites aceptables de gas natural [1,2]

Características	Unidad de Medida (4)	Límites		Límites	
		NCh2264:2014		Reglamento ENARGAS (3)	
		Máx.	Mín.	Máx.	Mín.
1 Poder calorífico superior :	kJ/m^3	42 635	36 995		
	(kcal/m^3)	(10 200)	(8 850)	(10.200)	(8.850)
2 Índice de Wobbe	kJ/m^3	52125 ⁵⁾	47.235		
	(kcal/m^3)	(12 470) ⁶⁾	(11 300)	(12.470)	(11.300)
3 Densidad relativa	-	informar		No especifica	
4 Gases inertes, total	% (V/V)	4		4,5	
5 Punto de rocío de hidrocarburos	°C	-4 máx. a 5 500 kPa abs.		-4 a 5 500 kPa abs.	
6 Dióxido de carbono (CO_2)	% (V/V)	2		2,5	
7 Oxígeno (O_2)	% (V/V)	0,2		0,2	
8 Sulfuro de hidrógeno (H_2S)	mg/m^3	5,7		3	
9 Azufre total :	mg/m^3	35 ¹⁾		15	
	mg/m^3	65 ²⁾		No especifica	
10 Agua	mg/m^3	65		65	

7) Antes de la adición de odorante.

8) Después de la adición de odorante.

9) Para suministro a consumidores.

10) Sm^3 significa m^3 estándar a 15 °C y una atmósfera de presión.

11) Equivalente a 54,99 MJ/Nm³.

12) Equivalente a 13.155 kcal/Nm³.

Debe hacerse notar que la norma chilena DS 66/2007 para Instalaciones Interiores de Gas de Red define los límites del Índice de Wobbe del gas natural en un rango ligeramente más amplio que la definición de la NCh 2264, es decir 13.065 y 9.344 kcal/m³S.

Por otra parte, los fabricantes de artefactos a gas deben cumplir la norma NCh 927/1. Of2007- "Artefactos de uso doméstico que utilizan combustibles gaseosos", la que define y exige que los artefactos deben operar satisfactoriamente con un gas natural de referencia (G 20), y con tres gases de comportamiento extremo para comprobar la limpieza de la combustión (G21), la ausencia de retroceso o retorno de la llama (G222), o de desprendimiento o soplado de la llama (G23). Estos son los posibles cuidados que deben tomarse en la operación y manejo de estos artefactos.

La composición de los gases de ensayo y sus características principales a base del poder calorífico superior (s) e inferior (i), son las que se indican en el cuadro siguiente:

Cuadro 71. Gases normales de ensayo según NCh 953 of. 2006 [3,4].

Familia y grupos	Gas de ensayo	Denominación	Composición en volumen ⁽¹⁾ %	W_i MJ/m ³	H_i MJ/m ³	W_s MJ/m ³	H_s MJ/m ³	d
Gases de la segunda familia								
Grupo H Gas Natural	Referencia	G 20	$CH_4 = 100$	45,67	34,02	50,72	37,78	0,555
	Límite de combustión incompleta y de depósito de hollín	G 21	$CH_4 = 87$ $C_5H_8 = 13$	49,60	41,01	54,76	45,28	0,684
	Límite de retroceso de llama	G 222	$CH_4 = 77$ $H_2 = 23$	42,87	28,53	47,87	31,86	0,443
	Límite de desprendimiento de llama	G 23	$CH_4 = 92,5$ $N_2 = 7,5$	41,11	31,46	45,66	34,95	0,586

La comercialización internacional de artefactos a gas se inició antes que la utilización masiva del Gas Natural. Esto exigió que los artefactos estuvieran diseñados y probados para un rango de Índices de Wobbe que cubriera la gran mayoría de los gases naturales distribuido en los distintos países.

En Chile las recomendaciones internacionales para ensayo de artefactos fueron aprobadas e incluidas en la normativa nacional tempranamente por la SEC hace más de 20 años. Por este motivo los artefactos a gas natural producidos en el país o importados, debieran soportar los ensayos de combustión exigidos en el cuadro anterior.

2. Análisis teórico – práctico de la intercambiabilidad de gases para artefactos domiciliarios

Metodologías aplicadas para la determinación de la intercambiabilidad de gases combustibles

El Índice de Wobbe fue propuesto por Goffredo Wobbe en Italia el año 1925 y durante muchos años fue el único índice de intercambiabilidad de gas utilizado, para artefactos de gas domiciliario que usan quemadores de tipo atmosférico.

La American Gas Association (AGA), introdujo en 1946 un índice de comparación entre dos gases, estableciendo que, si la diferencia entre los Índices de Wobbe (W) de ellos era de no más que un $\pm 15\%$, entonces éstos eran intercambiables [5].

Otros autores como Schuster (1949), Prigg & Guilbert (1956), Dutton (1984) [6], y Devecchi (1960) proponen otros índices de intercambiabilidad [7].

Weaver (1951, USA), continuando los estudios del “Bureau of Standards”, propone un método mejorado en relación con el de AGA. Este método agrega al Índice de Wobbe otros índices de retorno de soplado de la llama y de combustión no higiénica y propone límites prácticos de intercambiabilidad. Delbourg definió a la combustión higiénica como aquella que produce CO menor o igual cantidad que el 2% del CO₂ generado por la combustión [5].

A Weaver se debe la recomendación de mantener el índice de Wobbe en 5% del gas de referencia, recomendación tomada hasta hoy día en algunas normativas vigentes del gas natural. Sin embargo, últimamente USA ha retornado al uso del índice de Wobbe como el mejor indicador de la intercambiabilidad [8].

La mayoría de las normas vigentes en muchos países reflejan solamente las características del gas natural importado y/o producido localmente, lo que ha producido limitaciones en el intercambio comercial del gas natural con otros

países. Por esta razón existen diversas iniciativas para armonizar estas especificaciones, especialmente de la Comisión Europea apoyada en recomendaciones de la EASEE-Gas y de la Energy Community. Todas estas iniciativas han llegado a la conclusión de reconocer al Índice de Wobbe como el factor más importante y recomendando ampliar su rango de admisibilidad.

Últimamente la International Gas Union [9] ha dedicado también esfuerzos para divulgar los conceptos básicos de intercambiabilidad de los gases. Sin embargo, estos esfuerzos han sido difíciles de implementar debido a las diversas calidades de gas que recibe cada país y a sus propias tradiciones. Por este motivo es necesario recurrir en primer lugar a la teoría básica de la combustión para resolver la posibilidad de efectuar cambios en la normativa vigente y que no afecten a los quemadores.

El método desarrollado por Delbourg y Lafon [10,11], utilizado por Gaz de France, es un estudio teórico y experimental plenamente aceptado, publicado originalmente en el año 1971, el que se ha incluido en la norma ISO 13686: 2013 en su anexo informativo G [12]. Este método utiliza dos índices: el Índice de Wobbe corregido (W) que representa la entrega de calor desarrollado por el quemador y el potencial de combustión (C) que representa y es función de la velocidad de propagación de la llama. Este método tiene la ventaja de que conceptualmente está basado en la física aplicada y además en extensos ensayos de laboratorio y es el que se utilizará como base para el presente estudio. Este método se aplica a los quemadores atmosféricos sin sistemas de control, los que serían los más afectados en caso de un cambio del gas, los que a su vez son los de uso doméstico y comercial [10,11].

Principios básicos de la intercambiabilidad de gases combustibles

- **Definiciones y generalidades**

Dos gases son intercambiables cuando éstos se comportan de la misma forma segura y estable en un mismo quemador operando a iguales presiones. Existen tres familias de gases, cuyos gases no son intercambiables entre ellas, salvo modificación de los quemadores y/o de las presiones de suministro. Estas son:

- ✓ Primera Familia: Gases de ciudad

- ✓ Segunda Familia: Gases Naturales
- ✓ Tercera Familia: Gases Licuados

Dentro de cada familia los gases pueden variar su composición y este factor plantea el problema de intercambiabilidad más común.

La práctica internacional es clasificar estas familias de gases como los puntos internos de tres áreas que son las indicadas en la figura siguiente, en ejes cartesianos que representan el Índice de Wobbe (W) que es proporcional a la entrega de calor del quemador y el Potencial de Combustión, que es función de la velocidad de la llama [10,11].

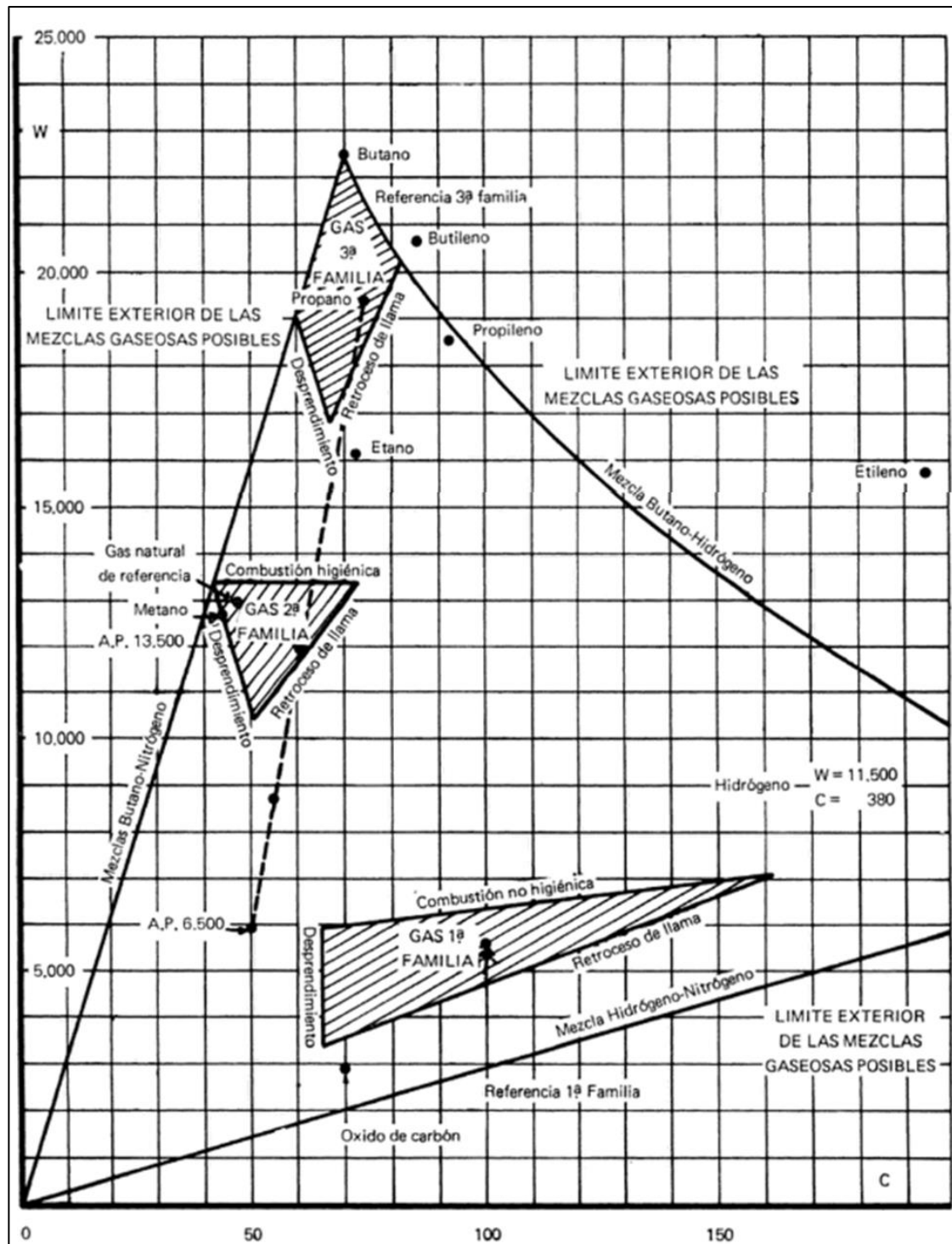


Gráfico 29. Intercambiabilidad de los gases de la 1ª, 2ª y 3ª Familia de gases
[10,11]

El tipo de quemador más utilizado en artefactos domésticos es el quemador atmosférico, el que induce la entrada del aire exterior por arrastre producido

por el gas a presión saliendo del inyector produciéndose una premezcla de gas-aire primario, el que se quema a la salida del quemador donde utiliza además un aire secundario tomado del entorno. El análisis de intercambiabilidad que se desarrolla a continuación se concentrará en este tipo de quemador. Este quemador es el utilizado básicamente en cocinas, calefones y estufas y se representa en la Figura 13.

A su vez este quemador presenta las principales dificultades para la intercambiabilidad de los gases. Por este motivo al resolver la intercambiabilidad en un quemador atmosférico utilizado en artefactos domésticos, queda también resuelta la intercambiabilidad en los quemadores industriales de tipo atmosférico y con mayor razón de aquellos con sistemas de control de la combustión [10].

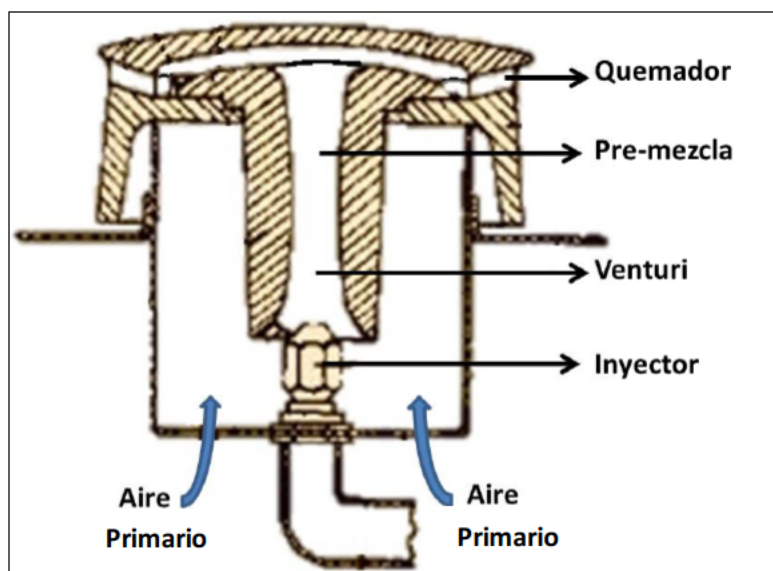


Figura 17. Quemador atmosférico

- **Entrega de calor**

La entrega de calor en un quemador atmosférico, a base de la aplicación simple de la mecánica de fluidos, se puede expresar de la siguiente forma [11,13]:

$$Q_c = \alpha \cdot m \cdot s \cdot \frac{PCS}{\sqrt{d}} \cdot \sqrt{p} \quad (18)$$

Se define el Índice de Wobbe superior o Gross Wobbe Index como [13], $W = \frac{PCS}{\sqrt{d}}$, por lo tanto, la entrega de calor en el quemador atmosférico sería igual a:

$$Q_c = \alpha \cdot m \cdot s \cdot W \cdot \sqrt{p} \quad (19)$$

Donde Q_c corresponde al flujo calórico contenido en el gas a base del poder calorífico superior, α es un factor de conversión de unidades, m es el factor de orificio del inyector, p es la presión del gas, s es la sección del inyector, d es la densidad del gas relativa al aire y PCS es el poder calorífico superior del gas en condiciones estándar (15°C y 1 atmósfera).

En la nomenclatura chilena el PCS y por lo tanto el Índice de Wobbe Superior se mide en (kcal/m3S), donde m3S corresponde al m3 estándar que se mide a 15 °C y 1 atmósfera de presión.

Como conclusión podemos indicar que el índice de Wobbe es proporcional a la entrega calórica de un quemador dado, a una presión de gas constante. En otras palabras, dos gases con el mismo índice de Wobbe tendrán una entrega calórica igual, bajo una misma presión de alimentación e igual s .

- **Tasa de aireación primaria**

La tasa de aireación primaria n es el cociente entre el volumen de aire que se premezcla en el quemador (o aire primario) por unidad de gas gracias a la inducción de aire atmosférico, dividido por el volumen de aire estequiométrico necesario para quemar la misma unidad de gas [11].

En otras palabras, es el porcentaje del aire estequiométrico que se premezcla con el gas antes de su combustión. El resto del aire necesario para la combustión es aportado como aire secundario desde los alrededores de la llama misma.

La tasa de aireación es muy importante para asegurar una llama azul, minimizar la formación del CO y mantener la velocidad de la inflamación de la llama dentro de ciertos límites.

Se puede demostrar que la tasa de aireación primaria depende a su vez del índice de Wobbe (W). Además, al aumentar el índice de Wobbe disminuye la tasa de aireación primaria hasta el punto de producir una combustión no higiénica ($CO/CO_2 \geq 2\%$).

De lo anteriormente expuesto se deduce que el Índice de Wobbe es un buen indicador de dos parámetros de suma importancia en la combustión de gases en quemadores atmosféricos:

- ✓ Potencia calórica
- ✓ Tasa de aireación primaria.

Para una mayor precisión se han determinado dos coeficientes de corrección del índice de Wobbe, denominados k_1 y k_2 [10,11], que define a $W' = k_1 \times k_2 \times W$. En el caso de los gases naturales utilizados en Chile $W' \approx W$ por lo que se seguirá utilizando en las explicaciones indistintamente ambos factores.

- **Estabilidad de la llama**

Una llama inestable puede presentar dos tipos de problemas que dependen de la velocidad de inflamación de las premezclas gaseosas y de la velocidad de salida del gas de premezclado.

- ✓ Si la velocidad de llama disminuye más allá de cierto límite, la llama puede desprenderse del quemador y eventualmente soplar e incluso apagarse. Esto sería muy peligroso en artefactos domésticos no dotados de sistema de corte de suministro de gas frente a una falla de la llama.
- ✓ Si la velocidad de llama aumenta más allá de cierto límite y/o la velocidad del flujo de gas disminuye, la llama puede entrar al quemador, apagándose, lo que es muy peligroso o encendiéndose el gas a la salida del inyector.

Por lo tanto, para un quemador dado y calibrado a cierta presión de referencia, los aumentos o disminuciones de la velocidad más allá de ciertos límites pueden producir desprendimientos o entrada de la llama hasta el inyector.

Para controlar y prevenir estos fenómenos, Delbourg y Lafon de Gaz de France definieron una característica del gas que denominaron Potencial de Combustión C , el que a su vez es función de la velocidad de propagación de la llama, el que se puede calcular a base del análisis del gas natural.

3. Curvas límites de combustión satisfactoria de un quemador

Diagramas básicos de intercambiabilidad del gas natural

Cada uno de los eventuales problemas de combustión en quemadores atmosféricos, define condiciones o curvas límites, las que son, en resumen [10,11]:

- ✓ Combustión incompleta, o generación de CO más allá de lo normal asociado a un mayor valor de W .
- ✓ Alejamiento de la llama del orificio del quemador y su eventual posterior soplado y apagado, asociado a una menor velocidad de la llama.
- ✓ Retorno de llama dentro del quemador y su probable apagado o encendido de la llama en el orificio del inyector a la salida del gas, asociado a una mayor velocidad de la llama.

El diagrama de intercambiabilidad para un quemador dado operando a una presión fija y ajustada a un gas de referencia conocido es como el que se indica en el gráfico siguiente [11]:

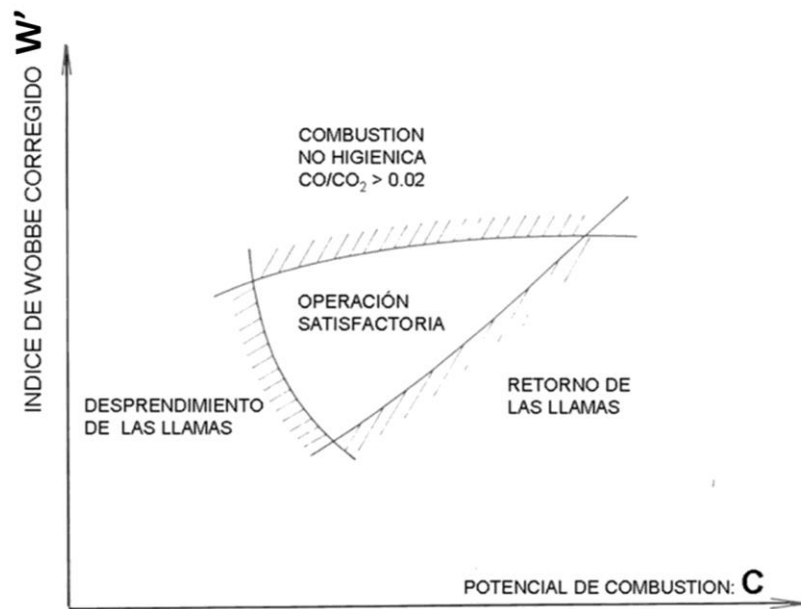


Gráfico 30. Diagrama base de intercambiabilidad de gases

Nota: Las estufas tienen quemadores especiales que les permiten cumplir con razones de CO/CO_2 mucho menores que 0,02.

Límites de combustión satisfactoria de un conjunto (parque) de quemadores de gas natural realizados por Gaz de France

Los estudios realizados por Gaz de France al respecto han constituido trabajos intensivos, los que se han llevado a cabo por períodos de 15 o más años desde la década de los años 1950 hasta el año 1970.

Gaz de France desarrolló experimentalmente las curvas límites del gas natural para el universo de artefactos existentes en Francia en esas fechas incluyendo las curvas de artefactos representativos de cocinas (N° 1, 2, 3, 4, 19, 20, 21 y 22), calentadores de agua (N° 5, 6, 7, 8, 9, 10) y de calefacción (N° 13, 14, 15, 16 y 17) y para una alimentación de 20 mbar de presión de gas, igual a la utilizada en los artefactos nacionales. Los artefactos de calefacción no presentaron límites de CO/CO_2 para $W' \leq 16.500 \text{ kcal/Nm}^3$, por lo cual sus límites superiores de W' no alcanzan a aparecer en la figura siguiente.

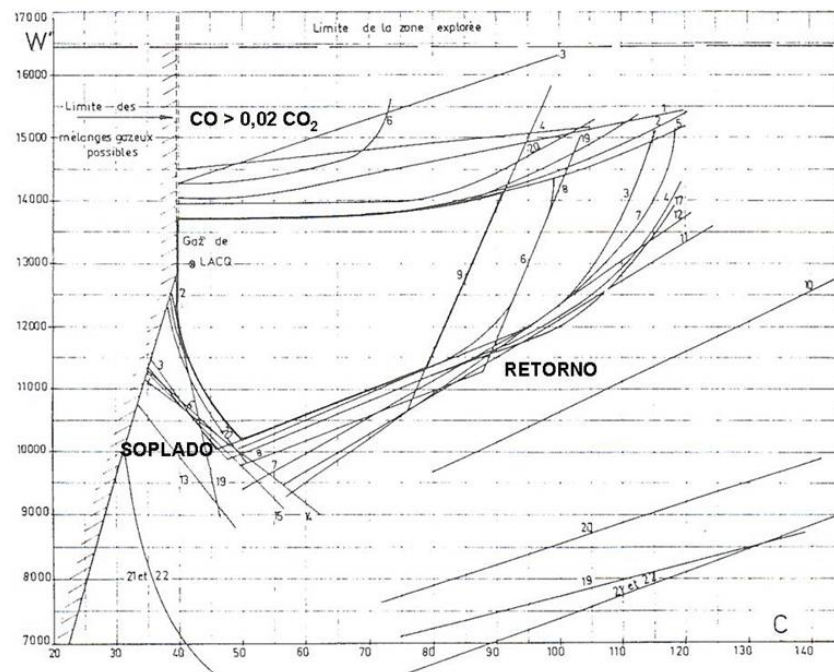


Gráfico 31. Curvas límites del gas natural (2ª Familia de gases, Gaz de France, 1971 [11]).

Finalmente se consideró que el área aceptable de características del gas natural era el área interior de las líneas límites experimentales. Esta área definida en la forma indicada es el área mínima por lo que su utilización presenta márgenes de cierta importancia para la mayoría de los artefactos.

Efectos de la presión sobre los límites de la combustión

En los estudios de Delbourg y Lafon en relación con la influencia de la presión en la adecuada combustión, se llegó a las siguientes conclusiones [11]:

- ✓ Cambios en la presión de suministro tienen un efecto mínimo en la estabilidad de la llama y no cambian las curvas límites a la izquierda y derecha del área límite de la combustión.
- ✓ Cambios en la presión tienen un efecto importante en la higiene de la combustión y por lo tanto en la altura de la línea límite horizontal superior del diagrama de curvas límites del gas natural. Esta línea horizontal superior es la que presenta el límite máximo del Índice de Wobbe.

4. Aplicación del estudio de las curvas límites de combustión al caso chileno

Diagrama de intercambiabilidad aplicada a los artefactos chilenos

De acuerdo con los resultados experimentales desarrollados [11], el área admisible aplicada al caso chileno utilizando como gas de referencia al CH₄ es el que se indica en el gráfico siguiente.

En el gráfico siguiente se indica además, la ubicación de:

- Los gases de ensayo de la norma.
- Los límites máximos y mínimos de W' calculados a partir de los valores del de la norma chilena W indicados en la norma chilena.

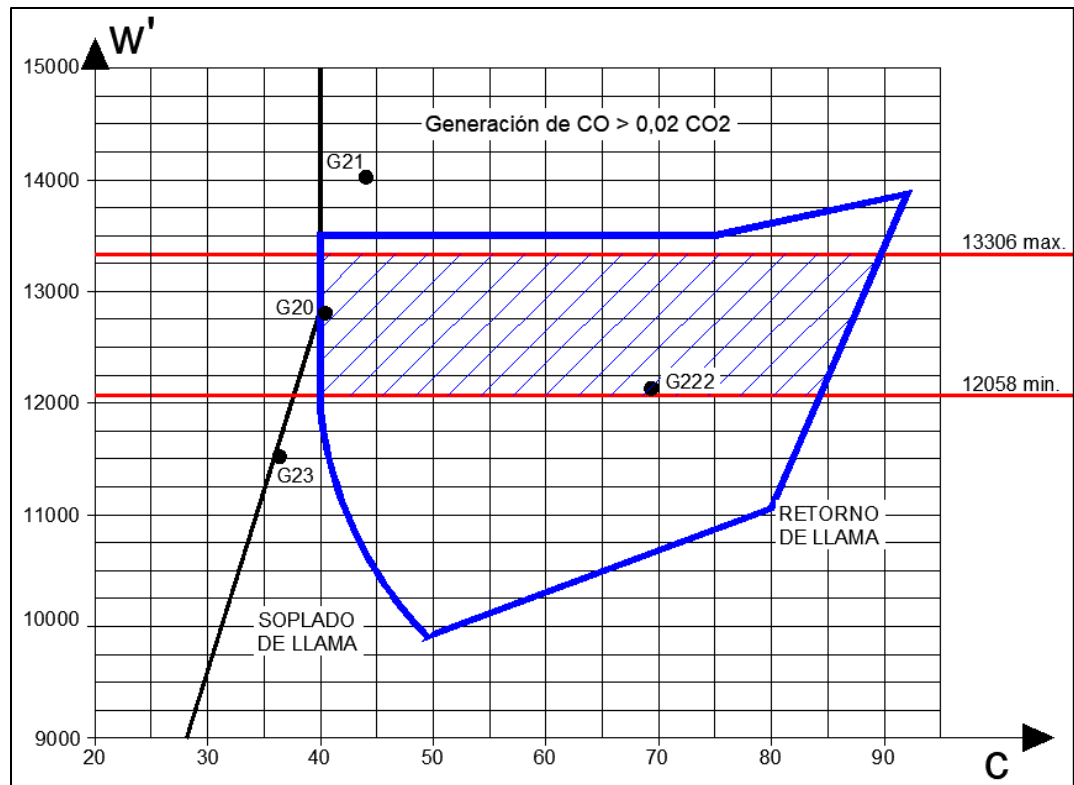


Gráfico 32. Curvas límites de intercambiabilidad del NCh 226 y gases de ensayo.

Se observa que la norma NCh 2264 es más estricta que lo que requiere el diagrama de intercambiabilidad. La zona de aprobación de un gas, considerando el área de cumplimiento técnico y la normativa, se muestra como la zona achurada.

Se observa que los tres gases de ensayo indicados quedan cerca o fuera del área definida como factible en el diagrama de curvas límites, lo que es adecuado para verificar correctamente la seguridad de los artefactos cuando se utilizan gases del interior del diagrama de intercambiabilidad.

En el gráfico siguiente se posiciona en el diagrama de Intercambiabilidad chileno a un gas natural liviano y con contenidos de H2 de 0%, 5%, 10% 15% y 20%. Los puntos se marcan con un círculo oscuro.

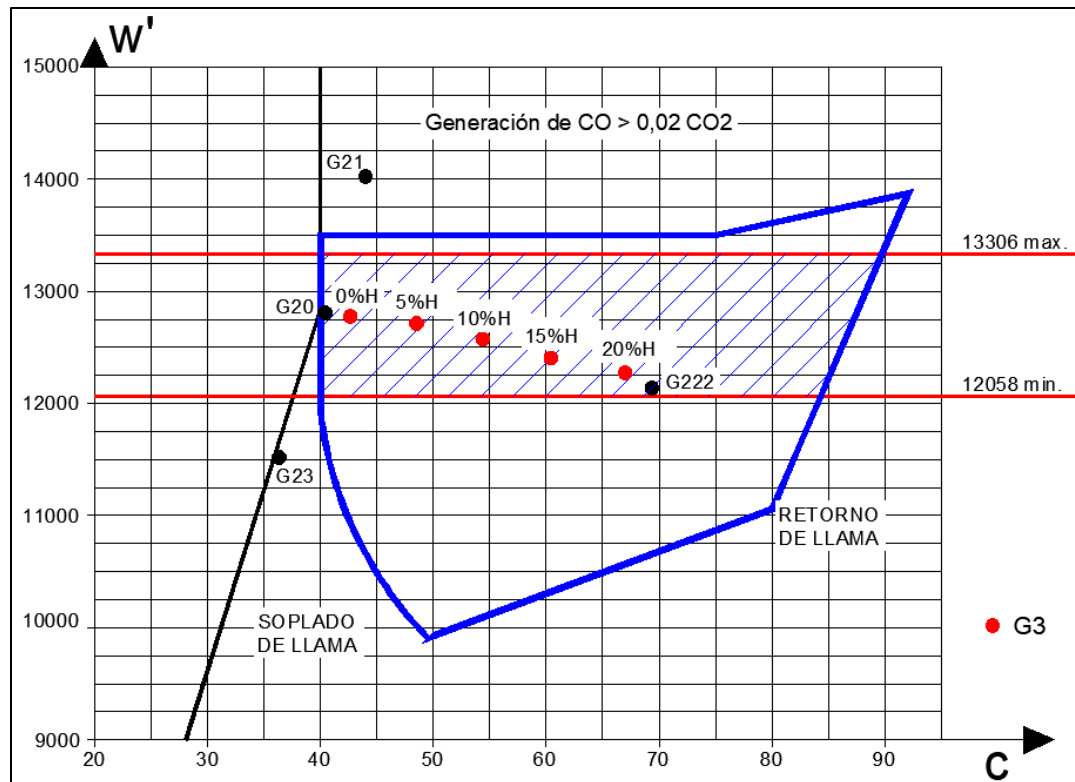


Gráfico 33. Curvas límites de intercambiabilidad, límites del NCh 2264, gases de ensayo y gas natural liviano con varios contenidos de H_2 .

Se observa que el gas liviano tiene un alto contenido de metano CH_4 , por lo que queda muy cerca del gas de ensayo para calibración de artefactos, el G20. Luego se desplaza hacia la derecha y hacia abajo a medida que aumenta su contenido de H_2 , y sin salirse del área de aprobación.

De acuerdo con lo anterior todas estas mezclas de Hidrógeno con el gas liviano serían aceptables por quedar en el espacio achurado y no tendrían problemas de combustión no higiénica ($CO > 0,02 CO_2$), ni de retorno ni de soplado de llama y tendrían una entrega de calor en el quemador del artefacto dentro de los límites establecidos y representados por el máximo y el mínimo del Índice de Wobbe establecido por la norma chilena.

Sin embargo, ese no sería el caso en relación con la exigencia de un Poder Calorífico Superior (PCS) mínimo que también establece separadamente la norma NCh 2264 en 8.850 kcal. De hecho, una proporción mayor al 6,6% de H_2 ya presentaría un PCS menor a la exigida por la norma para el caso de un gas natural liviano.

De acuerdo con lo anterior se tiene que estas mezclas de gases, que cumplen con todos los requisitos técnicos, como las mezclas indicadas con 10% o más de contenido de H₂, no podrían usarse, por no cumplir con la condición de PCS mínimo. Podría ser que este valor hubiera sido adoptado originalmente en la norma argentina al considerar simplemente los valores usuales mínimos de PCS de los gases naturales más frecuentemente producidos y no de una consideración técnica propiamente tal.

Se estima que cambiando el valor mínimo del PCS de la norma de 8.850 a 8.300 kcal/Sm³ se podría utilizar hasta un 15% de Hidrógeno con un gas natural liviano y hasta 20% de Hidrógeno con gases naturales más pesados.

5. Conclusiones y recomendaciones

- A. Blending con hasta 20% de H₂ con gas natural serían factibles de utilizar en artefactos domésticos que cumplan la normativa requerida, con la condición de que se modificara el valor mínimo del PCS requerido en la norma NCh 2264:2014. Este porcentaje ha sido probado experimentalmente en sectores pilotos reducidos en Europa.
- B. Es posible que existan artefactos domiciliarios que por su antigüedad o por el estado en que se encuentren, presenten problemas con la estabilidad de la llama o de emisiones. Por ese motivo y sólo para objeto de cálculo de costos, se considerará que para la utilización de blending habría que revisar la antigüedad, estado y emisiones de los artefactos, y en general la instalación completa por estabilidad de la llama, posibles fugas y mayores emisiones, reemplazando los artefactos que presenten posibles problemas.
- C. Adicionalmente se recomienda, luego de tomar las precauciones indicadas en el punto anterior, iniciar el blending con menores cantidades de H₂ para incrementarlo en etapas, verificando en cada una de ellas la posible operación de fugas o problemas como estabilidad de la llama o emisiones.

6. Referencias

- [1] NCh 2264:2014, Gas Natural, Especificaciones, Instituto Nacional de Normalización (INN).
- [2] UNE-EN 437:2003, Gases de Ensayo – Presiones de Ensayo – Categoría de los Aparatos.

- [3] NCh 953.Of 2006: Artefactos a Gas – Gases Normales de Ensayo – Clasificación y Especificaciones. INN.
- [4] UNE – EN 16726. Calidad del Gas Grupo H, Septiembre 2016.
- [5] Common Business Practices “Harmonization of Gas Qualities, 2005-001/01 EASEE-Gas.
- [6] A new Dimension to Gas Interchangeability, B. C. Dutton Communication 1246, British Gas.
- [7] The Wobbe Index and Natural Gas Interchangeability, Application Date Document, Emerson Process Management. July 30, 2007.
- [8] White Paper on Natural Gas Interchangeability and non-combustion End Use. Federal Energy Regulatory Commission (FERC), USA. 28.01.2005.
- [9] Guidebook to Gas Interchangeability and Gas Quality. International Gas Union (IGU), 2011.
- [10] Gas Natural: Características, distribución y aplicaciones industriales. E. Borrás, 1987. Editores Técnicos Asociados S.A. Barcelona, España.
- [11] Interchangeabilité des Gas. P. Delbourg, J. Lafon, Societé des Usines a Gaz de France, 1971, Gaz de France.
- [12] ISO 13686: 2013 “Natural gas — Quality designation” (confirmed year 2020).
- [13] Applied Thermodynamics, V.M. Faires. Mac Millan N.Y., 1955.
- [14] NCh 2380. Of97 (ISO 6976). Gas Natural. Cálculo del poder calorífico, densidad, densidad relativa y número de Wobbe a partir de la composición.

Anexo 2. Declaración blending 20% H2 - Medidores Pietro Fiorentini

Document classified as: 2 - Company Confidential



Hydrogen Declaration

Declaration-no.: 20H2_17

Revision: B

Subject: Gas meters RS series

We Pietro Fiorentini S.p.A. with registered office in Arcugnano (VI) - Italy - Via E. Fermi n. 5/10, declare under our sole responsibility that the devices in subject are suitable for operations when the Hydrogen content in Natural Gas is ≤ 20 % by volume.

List of certifications and test reports:

EU type examination certificate n. I-2142-MI002-TG0007
 OIML Certificate n. R137/2012-NL1-16.06
 Test report TFG n. 2362
 Test report TFG n. 2529
 Test report TFG n. 2969
 Test report TFG n. 3137

Requirements:

Maximum admissible band width of Hydrogen content in Natural Gas	[V/V - %]	0 to 20
Performance data (flow range, accuracy, repeatability, etc.) are as for operation with Natural Gas without Hydrogen content	—	Yes
Performance data (flow range, accuracy, repeatability, etc.) after endurance test are as for operation with Natural Gas without Hydrogen content	—	Yes
Limits of Operating Pressure / Operating Temperature for pressure resistance are as for operation with Natural Gas without Hydrogen content	—	Yes
Gas tightness of the device was tested at a test pressure of 1,5 times the max operating pressure	—	Yes
The standard configuration of the device is approved for use in potentially explosive atmospheres acc. to ATEX-Directive 2014/34/EU minimum for gas group (minimum): IIB		Yes
Note: The suitability of the device for use in gas mixtures with up to 20 vol-% Hydrogen content has to be verified by a riskassessment performed by the operating company.		

Additional Informations:

* Meters were preliminary tested up to 20% with positive results. Further test to confirm suitability are running. Materials compatibility and main functionalities with hydrogen are in evaluation.

Note 1: Using 100% hydrogen, the maximum flowrate for G4 size should be at least 3 times of the maximum flowrate with natural gas in order to keep the same transported energy at the same operating conditions. In this condition the current meters are not capable to cover this operating range of flow rate.

Note 2: MID and European Standard for Metering do not cover 100% hydrogen as operating gas (not included in the standards scope)

This declaration is based on information included in standard EN ISO/IEC 80079-20-1:2019, chapter 5.2.4, and on tests performed by Pietro Fiorentini on used materials, according to international standards available today. No liability can derive from that.

This declaration only applies to products that were produced after the creation date of this manufacturer's declaration.

The use of the product is subject to country specific regulations.

Arcugnano, 04/07/2023

Pietro Fiorentini S.p.A.

Michele Carlet
 Technical Dept.



Headquarters

Via E. Fermi, 5/10

36057 Arcugnano (VI) Italy

VAT/IVA 06620190150

Cap. Soc. i.v. 5.500.000

Rea Vicenza 206550

Anexo 3. Cargos en el sistema de transmisión en Chile

Para conocer el pago que realizan los clientes finales por concepto de transporte, mediante la Res. Ex. N°206, la CNE publicó el último informe de cargos únicos de los distintos segmentos de la transmisión para clientes regulados y libres (la CNE publica cada 6 meses el informe de cargos por uso del sistema de transmisión en Chile). En general, un cliente libre debería pagar el uso de la transmisión nacional, zonal y, además, según lo expuesto en la Ley, también por los servicios complementarios y otros cargos adicionales por concepto de reservas hídricas, precios estabilizados, etc, los cuales se pueden asumir en un 10% de cargos del sistema de transmisión.

El cargo por uso del sistema nacional es único, al igual que el cargo por los sistemas complementarios. Por otro lado, la transmisión zona depende de la barra de retiro de energía del sistema y el nivel de tensión de la línea. A continuación, se resumen los cargos por uso del sistema de transmisión nacional, zonal, dedicado y servicios complementarios en Chile (considerando el valor del dólar (USD) igual a CLP 850).

Cargos del sistema de transmisión nacional:

✓ Cargos asociados al segmento de transmisión nacional (Tx):	2,53 USD/MWh
✓ Cargos asociados a exenciones de la Ley de Tx:	4,59 USD/MWh
✓ Cargos asociados a pagos por retiro de Tx:	0,66 USD/MWh
Total cargos asociados al sistema de Tx Nacional:	7,78 USD/MWh

Cargos del sistema de transmisión zonal:

Los cargos por transmisión zonal, tal como se mencionó previamente, dependen de la barra de retiro a la cuál esté conectado (depende de la zona de Chile) y el nivel de tensión de la línea (kV). El valor promedio de todos los sistemas zonales en Chile, para un nivel de tensión de 220 kV es igual a 0,31 USD/MWh:

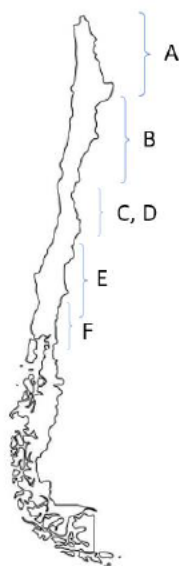
Sistema Tx Zonal	Nivel Tensión (kV)	Cargo (\$/kWh)	Cargo (USD/MWh)
A	220	0,81	0,96
B	220	0,09	0,11
C	220	0,00	0,00
D	220	0,13	0,15
E	220	0,32	0,38
F	220	0,23	0,27
Promedio		0,26	0,31

El nivel de tensión a la cual está conectado el proyecto dependerá de la capacidad requerida, la que debe ser autorizada por el CEN, posterior a los estudios de detalle. Para tener una referencia, se presentan los valores asociados a los niveles de tensión de 110 kV y 66 kV:

Sistema Tx Zonal	Nivel Tensión (kV)	Cargo (\$/kWh)	Cargo (USD/MWh)
A	110	4,73	5,57
B	110	4,10	4,82
C	110	0,00	0,00
D	110	2,65	3,12
E	110	3,95	4,64
F	110	3,14	3,70
Promedio		3,09	3,64

Sistema Tx Zonal	Nivel Tensión (kV)	Cargo (\$/kWh)	Cargo (USD/MWh)
A	66	5,68	6,69
B	66	5,63	6,63
C	66	0,00	0,00
D	66	2,65	3,12
E	66	9,68	11,39
F	66	12,30	14,46
Promedio		5,99	7,05

Los sistemas zonales, desde la A a la F, están ordenados de norte a sur del país. La siguiente imagen representa los sistemas zonales en las distintas zonas del país:



En otras palabras, para niveles de tensión altos, por ejemplo 220 kV (grandes consumidores) los cargos por uso del sistema eléctrico zonal no son relevantes, sin embargo, éstos van aumentando a medida que el nivel de tensión requerido es menor, por ejemplo, para 66 kV el precio que se debe pagar es mayor y se acrecienta en la zona sur del país (regiones de Los Lagos y Los Ríos).

Cagos del sistema de transmisión dedicado:

En el caso que el proyecto se conecte a una red de transmisión dedicada, además deberá pagar los cargos correspondientes, los cuales son pactados con el dueño de la red eléctrica.

Cargos por servicios complementarios:

Todos los consumidores de energía deben pagar los servicios complementarios, según la Ley de transmisión eléctrica en Chile. Este valor asciende a 0,08 USD/MWh.

Anexo 4. Análisis para el suministro de energía eléctrica para producción de H2V (E-nergence)

@ENERGENCE.CL
MARKET INTELLIGENCE CONSULTANT



REPORTE FINAL

ANÁLISIS PARA EL SUMINISTRO DE ENERGÍA PARA LA PRODUCCIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE H₂V POR PARTE DE LA CONCESIONARIAS DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL

Preparado para GAMMA

Noviembre 2023

ANTECEDENTES GENERALES

De acuerdo a lo señalado por el Sr. Francisco Negroni de la empresa Gamma Ingenieros (El Solicitante), en conversación con Luis Castro (El Consultor), la Comisión Nacional de Energía (CNE), le ha solicitado realizar un Estudio sobre los costos que significaría para una empresa distribuidora de gas, reemplazar un porcentaje (%) del Gas Natural por Hidrógeno Verde (H_2V)³², en la medida de que dicha mezcla sea factible desde el punto de vista de la calidad del servicio y de la seguridad para los clientes.

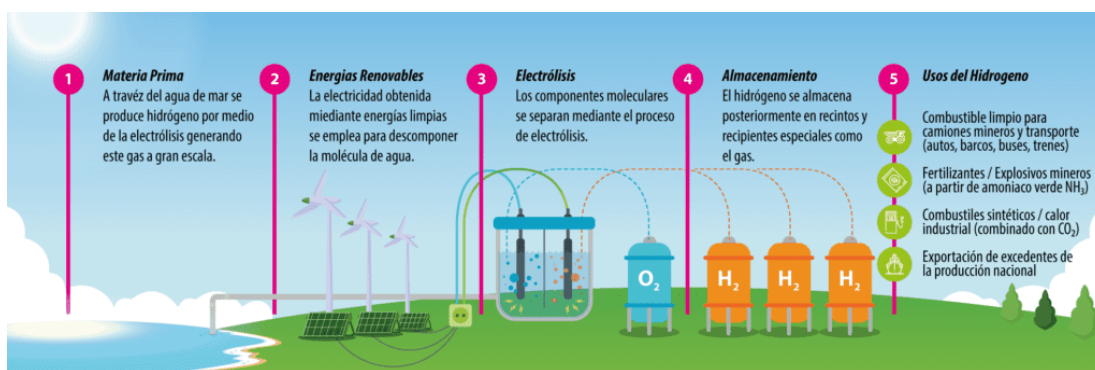
Para efectos del cumplimiento de los objetivos planteados por la CNE, Gamma, ha desarrollado y/o se encuentra desarrollando las siguientes actividades:

Estudio y análisis técnico de los porcentajes máximos de H_2V factibles de utilizar.

- I. Estudio y análisis de los mayores costos de mantención que implicaría esta mezcla de GNL y H_2V en las redes de distribución y las conexiones a los clientes.
- II. Analizar escenarios y cuantificar las necesidades de H_2V para varias distribuidoras de gas natural
- III. Definición de los aspectos técnicos y de adecuación necesarios para las redes de distribución, incluyendo la producción y almacenamiento del H_2V , estimando las inversiones y costos de mantención asociados.
- IV. Definir los costos asociados al suministro de la electricidad necesaria para la producción de H_2V .

La producción del H_2 se desarrolla en una “**Planta de Producción de H_2V** ”, cuyo proceso se elabora mediante el proceso de electrólisis, el cual requiere de dos insumos principales, agua y energía eléctrica. Respecto de la energía eléctrica, para que la producción del H_2 sea “Verde”, es requisito fundamental que el suministro de energía provenga en un 100% por energías renovables.

Ilustración 1: Cadena de Valor Producción de H_2V



Fuente: Ministerio de Energía.

³² Cabe señalar, que el término hidrógeno verde se refiere a la producción de hidrógeno generada por bajas emisiones.

En el caso del suministro eléctrico y las posibles alternativas, Gamma ha solicitado el apoyo de este Consultor para; i) identificar y analizar las distintas alternativas de suministro de energía eléctrica, y ii) determinar los costos asociados a cada alternativa.

El objetivo general es identificar y evaluar adecuadamente las alternativas para el suministro eléctrico disponibles en el marco del mercado eléctrico nacional, y estimar los costos que cada una de estas representaría en la producción de H₂V.

DESCRIPCIÓN GENERAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO CHILENO

Para efectos del análisis solicitado, y una mejor comprensión de las alternativas de suministro, es importante en primer lugar, tener presente algunas definiciones relacionadas al sector eléctrico, puesto que la concepción de éste y su principal objetivo es abastecer la demanda de energía de los consumidores. Estas definiciones corresponden a:

Sector Eléctrico: Conjunto de **decisiones y de activos - capital y trabajo** - organizados para abastecer una determinada demanda de energía eléctrica.

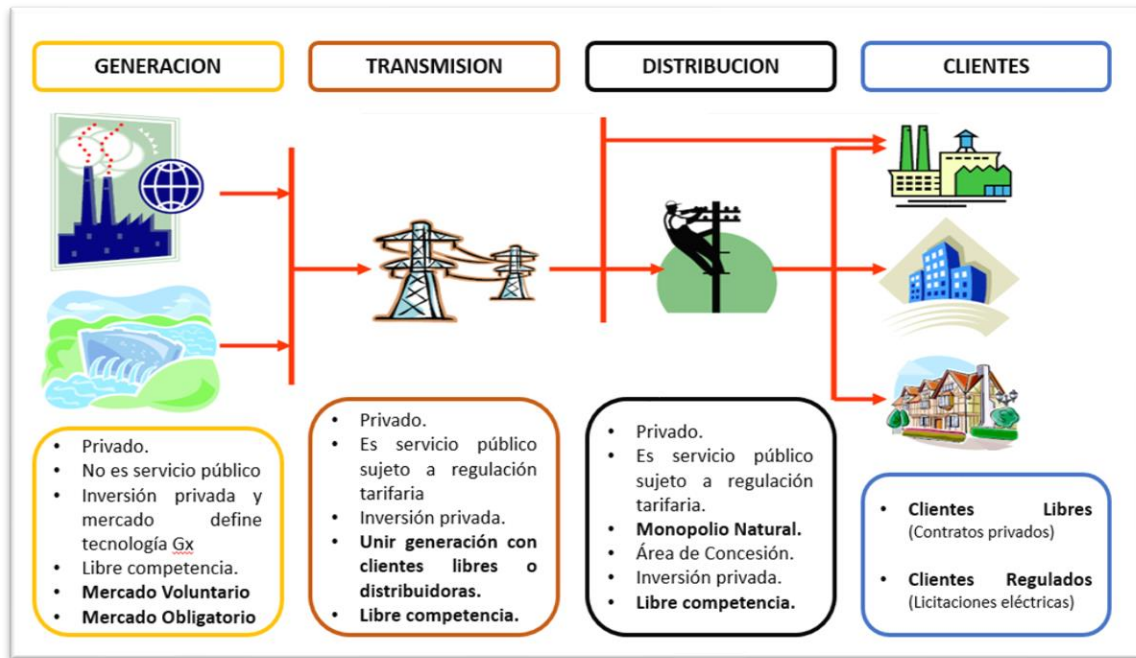
Mercado Eléctrico: Conjunto de **oferentes y demandantes de energía eléctrica** que adoptan sus decisiones de producción y consumo siguiendo señales económicas (precio). En Chile, el Sector Eléctrico está organizado conforme a un modelo de mercado desde los inicios de la década de 1980.

Sistema Eléctrico: Conjunto de medios y elementos necesarios para la generación, el transporte y la distribución de la, **con el objetivo último de proveer Suministro de Energía Eléctrica a Clientes y Usuarios Finales.**

Suministro Eléctrico: es el acto mediante el cual las empresas distribuidoras, comercializadoras y/o generadoras entregan energía eléctrica a los usuarios finales regulados o libres para su consumo.

En la figura siguiente, se puede observar en un diagrama esquematizado de los distintos segmentos que componen el **Sector Eléctrico:**

Ilustración 2: Segmentos del Sector Eléctrico Chileno



Sistemas Eléctricos

Por definición, un sistema eléctrico es el conjunto de instalaciones eléctricas generadoras de energía, líneas de transporte, subestaciones eléctricas y líneas de distribución, interconectadas entre sí, que permite generar, transportar y distribuir energía eléctrica.

En Chile, estos sistemas interconectados se clasifican según su tamaño, por lo tanto, un sistema interconectado será clasificado como Sistema Eléctrico Nacional si tiene una capacidad instalada de generación superior o igual a 200 MW. Existen también los sistemas medianos, siendo aquellos con una capacidad instalada superior a 1,5 MW e inferior a 200 MW y los pequeños, con una capacidad instalada igual o inferior a 1,5 MW.

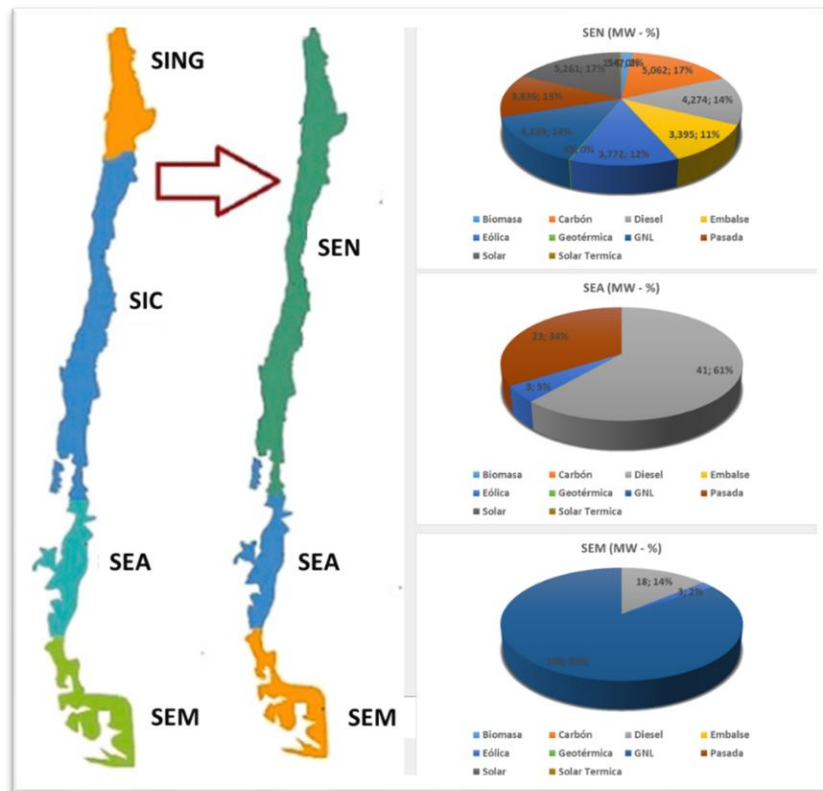
Los principales sistemas eléctricos chilenos son los siguientes: el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), el Sistema Interconectado Central (SIC), el Sistema Eléctrico de Aysén y el Sistema Eléctrico de Magallanes. Cabe destacar que los sistemas SIC y SING están interconectados físicamente desde noviembre del año 2017, formando el Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Estos sistemas se describen brevemente a continuación:

- **El Sistema interconectado del Norte Grande (SING):** sistema nacional que abastece la zona norte del país, desde Arica por el norte hasta la localidad de Coloso por el sur. A noviembre de 2017, constituía el 23,5% de la capacidad total instalada en el país. Su generación es fundamentalmente térmica y orientada principalmente a la industria minera.
- **El Sistema interconectado Central (SIC):** sistema nacional que abastece la zona central del país, desde Taltal por el norte hasta Quellón, en la isla de Chiloé, por el sur. La distancia entre ambas localidades es de aproximadamente 2.100 km y constituye el 75,8% de la capacidad

instalada total del país.

- **El Sistema Eléctrico de Aysén (SEA):** en la práctica corresponde a cinco subsistemas medianos ubicados en la zona sur del país: Palena, Hornopiren, Carrera, Cochamó y Aysén. Su capacidad conjunta corresponde a solo 0,3% de la capacidad instalada nacional.
- **El Sistema Eléctrico de Magallanes (SEM):** corresponde a cuatro subsistemas medianos: Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams, que abastecen a las ciudades del mismo nombre. Se localiza en el extremo más austral del país. Su capacidad instalada conjunta corresponde al 0,4% de la capacidad instalada nacional.

Ilustración 3: Sistemas Eléctricos de Chile



Fuente: Elaboración propia, Coordinador, CNE.

Cabe mencionar que, en los sistemas de menor escala, como los sistemas medianos de Aysén y Magallanes (SEA y SEM), la estructura de tarifas se basa en la determinación de costos medios por cada segmento (generación, transmisión y distribución). Por tal razón, el suministro se realiza principalmente mediante un monopolio regulado, por lo que las alternativas de suministro son fundamentalmente distintas a las disponibles en el SEN.

Sistema de Transmisión y Distribución

En este punto se detallan y definen los aspectos principales de los sistemas de transmisión y distribución en relación con las exigencias que deberá cumplir una Planta de Producción de H₂V

para efectos de disponer de suministro de energía. Es importante tener en cuenta que las obligaciones técnicas de un Cliente Libre, conectado a redes de transmisión o distribución son equivalentes, desde el punto de vista de las exigencias de calidad y seguridad. No obstante, desde el punto de vista del cumplimiento de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS), se entenderá por Cliente a³³:

- Una Empresa de Distribución;
- Usuario sometido a regulación de precios de acuerdo con lo establecido en el artículo 147° de la Ley General de Servicios Eléctricos., en adelante, Cliente Regulado; o
- Un usuario final no sometido a regulación de precios, en adelante, Cliente Libre, cuyas Barras de Consumo son abastecidas directamente desde el Sistema de Transmisión.

Por otro lado, un Cliente Libre conectado a redes de distribución, deberá además cumplir con la Norma Técnica de Calidad y Seguridad para Sistema de Distribución (NTCSSD). Este aspecto, por lo general se decide entre dos variables. Por un lado, la capacidad a demandar o conecta, y por otro la distancia a las redes eléctricas disponibles (distribución y/o transmisión).

Sistema de Transmisión

Según al artículo 73° de la Ley 20.936; El "sistema de transmisión o de transporte de electricidad" es el conjunto de líneas y subestaciones eléctricas que forman parte de un sistema eléctrico, y que **no están destinadas a prestar el servicio público de distribución**. En cada sistema de transmisión se distinguen líneas y subestaciones eléctricas de los siguientes segmentos³⁴:

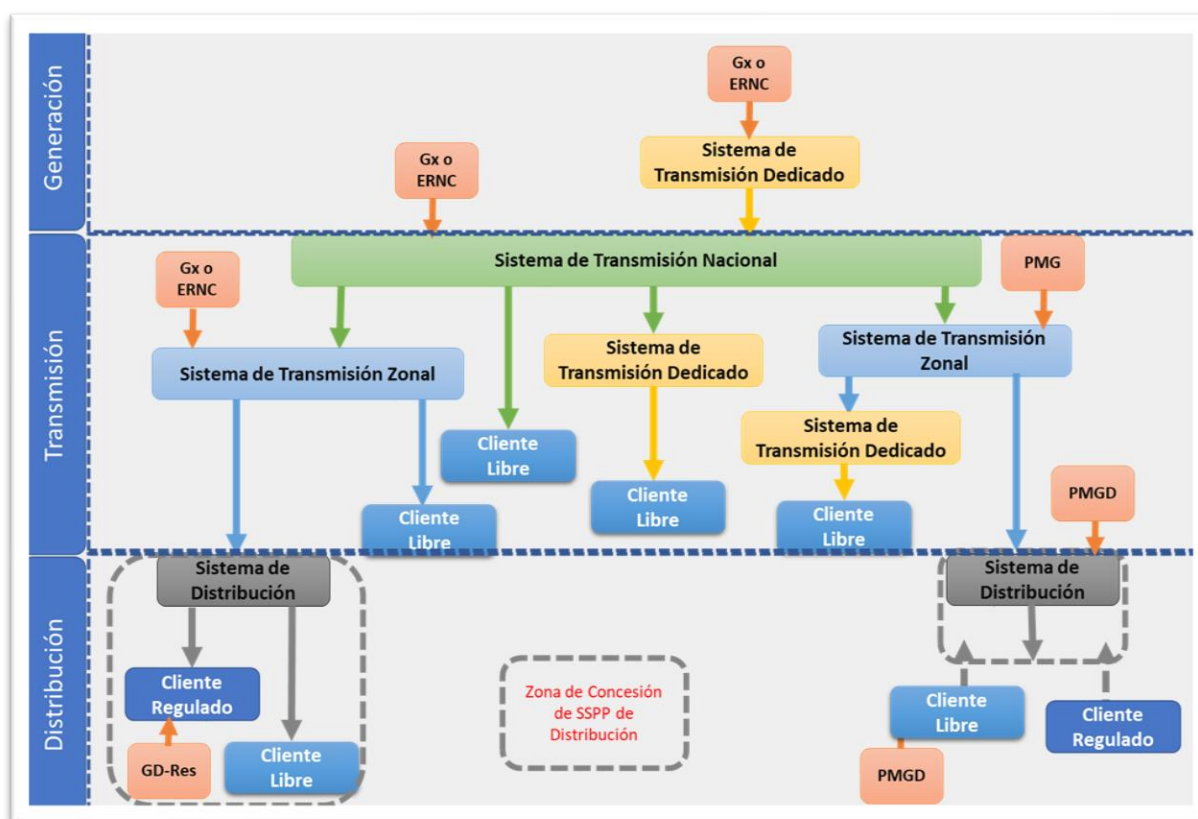
- Sistema de Transmisión Nacional (STN).
- Sistema de Transmisión Zonal (STZ).
- Sistemas de Transmisión para Polos de Desarrollo (STPD).
- Sistemas de Transmisión Dedicados (STD).
- Sistemas de Interconexión Internacional (SII).

En la siguiente Ilustración 3 se muestra un esquema de los sistemas de transmisión y distribución, su calificación y tipo de clientes según punto de conexión.

³³ Artículo 1-7 número 15 de la NTSyCS de septiembre 2020.

³⁴ Definición detallada de los Sistemas de Transmisión se encuentra en el Anexo 4.1 de este informe.

Ilustración 4: Calificación de los Sistemas de Transporte



Fuente: Elaboración propia

Acceso, Remuneración y Planificación de la Transmisión

En Chile la planificación de la transmisión es una actividad centralizada realizada por la autoridad. El Ministerio de Energía, cada 5 años desarrolla un proceso de planificación para diversos escenarios energéticos de expansión de la generación y consumo, considerando un horizonte de al menos 30 años. No obstante, de manera anual, el Coordinador Eléctrico Nacional, en conjunto con los interesados o promotores, presentan opciones de expansión necesarias, las que pueden o no ser aprobadas por la CNE para posteriormente ser incluidas como parte del Pan de Expansión anual.

En cuanto a su uso, de acuerdo a lo que indica la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE) las instalaciones de transmisión están sujetas a un régimen de acceso abierto, pudiendo ser utilizadas por terceros, ya sean Clientes, Generadores u otros. El artículo 79° de la LGSE, así lo define (Ver detalle en Anexo 4.2 de este Informe).

En este contexto, desde una perspectiva regulatoria, una **Planta de Producción de H₂V**, que requiera consumir grandes cantidades de energía (mayores a 5.000 kW), tiene derecho a solicitar conexión al Sistema de Transmisión, en instalaciones existentes, y en aquellas que se encuentren

aprobadas para ser construidas de conformidad a lo señalado en los respectivos decretos de expansión, resultantes del proceso de Expansión de Transmisión.

En el caso de no disponer de obras existentes o incluidas en los respectivos planes de expansión, se tiene la opción de participar en la planificación de la transmisión como un Usuario e Institución Interesada (UeII), donde una Planta Productora de H₂V de gran consumo podría promover obras de transmisión necesarias para sus futuras necesidades, las que de ser aprobadas serían incluidas en los respectivos planes de expansión.

Sistemas de Distribución

Respecto de los Sistemas de Distribución, La Norma Técnica de Calidad y Seguridad para Sistemas de Distribución (NTCSSD), un Sistema de Distribución (SD) o Red de Distribución; es el conjunto de instalaciones destinadas a dar suministro o permitir inyecciones a Clientes o Usuarios ubicados en sus zonas de concesión, o bien a clientes o usuarios ubicados fuera de zonas de concesión que se conecten a las instalaciones de una empresa distribuidora mediante líneas propias o de terceros. Asimismo, el sistema de distribución comprende los Sistemas de Medición, Monitoreo y Control, los Sistemas de Medida para Transferencias Económicas y los Sistemas de Monitoreo. La tensión nominal del SD es igual o inferior a 23 kV. La NTCSSD señala lo siguiente respecto de las zonas de concesión³⁵:

Zona de Concesión: Área geográfica determinada en el decreto que otorga la Concesión de servicio público de distribución, generalmente mediante coordenadas UTM, en la cual la Empresa Distribuidora **está obligada a dar suministro eléctrico a quien lo solicite, sea que el Cliente o potencial Cliente** esté ubicado dentro de la zona de concesión, o bien se conecte a las instalaciones de la Empresa Distribuidora mediante líneas propias o de terceros.

Por tanto, una empresa concesionaria de servicio público de distribución está obligada a entregar servicio a quien lo solicite bajo las condiciones señaladas. Esta obligación conceptualmente difiere del acceso abierto aplicado a sistemas de transmisión. En los sistemas de distribución se establecen dos rangos de tensión:

- **Alta tensión en distribución (AT):** definida para tensiones superiores a 400 V y hasta 23 kV, muchas veces conocida como media tensión.
- **Baja tensión en distribución (BT):** definida para tensiones inferiores a 400 V.

De acuerdo a lo anterior, los alimentadores de los sistemas de distribución de alta tensión en distribución operan en diferentes tensiones comprendidas entre los rangos especificados, por ejemplo; 13,2 kV y 23 kV. Por otro lado, las redes de distribución de baja tensión en distribución operan en 220/380 V.

Para efectos de contar con un suministro de energía, es fundamental contar con acceso a instalaciones eléctricas de distribución o transmisión, y en caso de que estas no se encuentren

³⁵ Artículo 1-4 número 51 de la NTSD de diciembre de 2019.

disponibles, o no dispongan de la capacidad técnica suficiente; se cuenta con herramientas regulatorias adecuadas para comunicar estas futuras necesidades y así disponer de estas de manera oportuna para el desarrollo de los Proyectos de consumo. Estas herramientas difieren según punto de conexión; si se requiere conectarse al Sistema de Transmisión, el procedimiento es a través del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), mientras que, para conectarse a redes de distribución, el procedimiento es a través de las propias empresas concesionarias, aplicando tanto a clientes regulados como libres.

TIPO DE CLIENTES

Se describen a continuación, los tipos de Clientes y opciones tarifarias disponibles de acuerdo a las características de cada uno de ellos.

Clientes Libres y Regulados

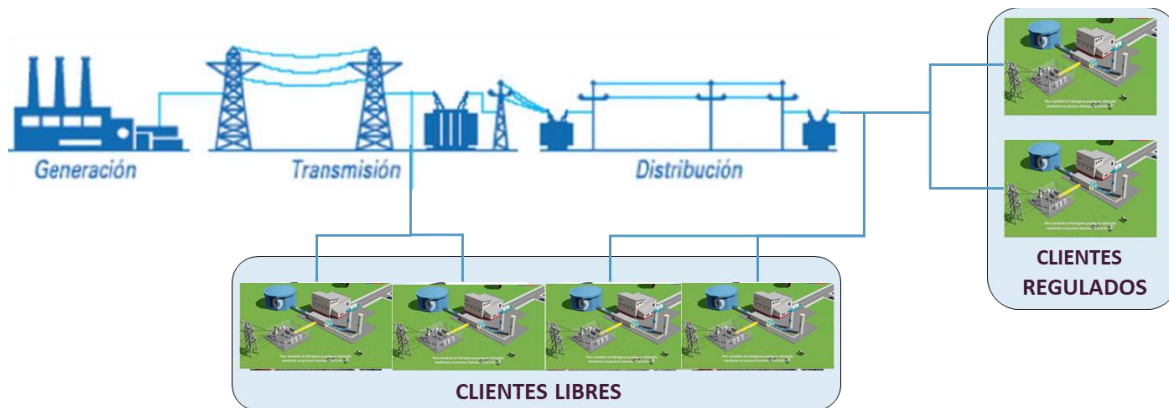
Conforme la LGSE en su artículo 147°, se establece que están sujetos a fijación de precios los suministros de energía eléctrica a usuarios finales cuya potencia conectada es inferior o igual a 5.000 kilowatts, ubicados en zonas de concesión de servicio público de distribución o que se conecten mediante líneas de su propiedad o de terceros a las instalaciones de distribución de la respectiva concesionaria. Bajo esta clasificación se encuentran los denominados **Clientes Regulados**, siendo estos residenciales y no residenciales.

No obstante, el mismo artículo, en la parte final, señala también que los suministros podrán ser contratados a **precios libres** cuando ocurra lo siguiente:

- Cuando se trate de servicio por menos de doce meses;
- Cuando se trate de calidades especiales de servicio a que se refiere el inciso segundo del artículo 130°;
- Cuando el momento de carga del cliente respecto de la subestación de distribución primaria sea superior a 20 megawatts-kilómetro, y
- Cuando la potencia conectada del usuario final sea superior a 500 kilowatts. En este caso, el usuario final tendrá derecho a optar por un régimen de tarifa regulada o de precio libre, por un período mínimo de cuatro años de permanencia en cada régimen. El cambio de opción deberá ser comunicado a la concesionaria de distribución con una antelación de, al menos, 12 meses.

En conclusión, aquellos **Clientes Regulados** que cumplan una de las características anteriores, podrán optar a una condición de **Cliente Libre**. Cabe señalar que son Clientes Libres también aquellos usuarios cuyo consumo es abastecido directamente desde el Sistema de Transmisión.

Ilustración 5: Clientes Según Punto de Conexión al Sistema Eléctrico



Fuente: Elaboración propia

En consideración de la normativa, y las características propias de un usuario consumidor, se tienen los siguientes tipos de Clientes:

- a. Conectados a redes de distribución:
 - **Clientes Regulados:** son aquellos con una potencia conectada menor a 500 kW.
 - **Clientes Regulados con derecho a optar a Cliente Libre:** aquellos con una potencia conectada mayor a 500 kW y menor a 5.000 kW.
 - **Clientes Libres:** son aquellos con una potencia conectada mayor a 5.000 kW.
- b. Conectados al sistema de transmisión:
 - **Clientes Libres:** clientes conectados directamente a un Sistema de Transmisión, Nacional, Zonal o Dedicado. En este caso no existe un límite de potencia conectada, no obstante, los costos asociados a la conexión con el sistema de transmisión son la barrera natural que sólo puede ser subsanada por grandes Clientes, generalmente con demandas por sobre los 10.000 kW de potencia conectada. Este rango está compuesto por grandes industrias del sector productivo y empresas del sector minero.

Se debe tener presente que el desarrollo de **una Planta de Producción de H₂V, corresponde a un proyecto que consumirá energía**, ya sea como Cliente libre o regulado, por tanto, debe tempranamente analizar las alternativas de suministro disponibles, y luego sobre ello, evaluar las distintas opciones disponibles por medio de las cuales se puede incluir ERNC en el suministro.

Desde el punto de vista regulatorio, los clientes cuentan **con dos alternativas para disponer de suministro eléctrico, las que dependen del régimen de precios seleccionado**. Los **Cliente Regulados** pueden optar a un suministro regulado, conforme a las disposiciones legales y normativas definidas para ello. Por su parte, los **Clientes Libres** podrán optar a un suministro cuyas condiciones sean libremente acordadas por medio de un acuerdo entre ambas partes definido como Contrato de Suministro.

Es importante hacer presente que la diferencia entre ambos tipos de contratación permite a los Clientes Libres negociar, como su nombre lo indica, libremente el precio y las condiciones de contratación del suministro eléctrico, mientras que los Clientes Regulados son aquellos sometidos a las tarifas eléctricas determinadas periódicamente por la autoridad. **Una de las condiciones a tener en cuenta para efectos de la Producción de H₂V, es precisamente que el suministro provenga de fuentes renovables, situación que no necesariamente se cumpliría en aquellos casos donde el cliente tenga una tarifa regulada.**

Ahora bien, en el caso de la Producción de H₂V, la selección de uno u otro régimen, no solo dependerá de los aspectos regulatorios asociados a potencia conectada, sino que también de la disponibilidad y características de la infraestructura eléctrica disponible en la zona del proyecto, pero más importante aún de la comprobación y/o certificación de que el suministro provenga efectivamente de fuentes renovables, de lo contrario ya no será H₂V, sino que dependerá de la composición tecnológica del sistema eléctrico que provea el suministro.

Si bien la opción de cliente regulado o libre está sujeta a la disponibilidad de redes eléctricas, y también a las características particulares, se requiere en el caso de la Producción de H₂V contar con un aspecto básico, acreditar que la energía con la que se produce el H₂ es 100% renovable.

Cliente Planta Producción de H₂V

Conforme a lo señalado en el punto anterior, si bien una Planta de Producción de H₂V puede ser **cliente regulado, o libre, la obligación de disponer y/o acreditar que su suministro sea 100% renovable, lo limitaría a una condición de Cliente Libre, obligándolo a cumplir con lo que la normativa exige para ello.** Es decir, todos los proyectos para Producción de H₂V, deberán tener al menos una potencia conectada igual o superior a 500 kW, optando por un suministro como Cliente Libre, opción que les permitiría acceder a un suministro 100% renovable.

Dada la operación económica del sistema eléctrico, los clientes regulados sujetos a fijación tarifaria no dispondrían de una acreditación o herramienta que les permita asegurar y/o certificar que su suministro provenga 100% de fuentes renovable. Esta condición de certificación para acreditar que el suministro sea 100% de fuentes renovables, actualmente es exigible y negociable como cliente libre a través de un contrato de suministro o PPA en donde se incluya dicha acreditación. Este aspecto se detalla en los siguientes puntos.

Contrato de Suministro

El Contrato de Suministro documento que corresponde a un acuerdo comercial entre una Empresa Distribuidora/Generadora y un Cliente Regulado/Libre, en que ambos asumen obligaciones recíprocas; la Empresa Distribuidora/Generadora asume el deber de entregar el suministro bajo ciertas condiciones de calidad y seguridad, mientras que el Cliente asume el deber de pagar la tarifa correspondiente, ya sea que ésta sea fijada por el Ministerio de Energía

en el decreto correspondiente (si es Cliente Regulado), o sea acordada libremente en un proceso de negociación (si es Cliente Libre).

- Un cliente regulado no puede establecer condiciones y tampoco negociar términos contractuales quedando sujeto solo a lo que la regulación permita. En este caso, es la empresa distribuidora a través de las licitaciones de suministro para clientes regulados, quien establece condiciones con los suministradores en representación de los clientes regulados. Por el contrario, en el caso de clientes libres, estos si podrán establecer términos propios negociando estos directamente con el suministrador, independientemente del sistema al que se conecte. En efecto, ya sea que un cliente libre se encuentre conectado a redes de distribución, o directamente al sistema de transmisión, podrá negociar precios y condiciones comerciales directamente con un generador.
- Para efectos de contratación de suministro, un cliente libre tiene la libertad de definir su propia estrategia de contratación. Dentro de las estrategias de contratación, existe la negociación directa, proceso uno a uno, o bien desarrollar un proceso de licitación público o privado. Por lo general, en un proceso de licitación el cliente diseña bases o términos de referencia, estableciendo condiciones estándares para solicitar ofertas a varios generadores asegurando un proceso competitivo.

En la actualidad los grandes consumidores de energía son Clientes cada vez más conocedores del tema, y por ello requieren mayor cantidad y calidad de información. Este conocimiento, sumado a una mayor competencia en el sector, permite que las decisiones de compra, y las condiciones contractuales hubieren evolucionado pasando a ser un tema relevante dentro del proceso de contratación (negociación) del suministro eléctrico.

En este contexto, el PPA, **ha tomado una particular importancia como herramienta para desarrollar ERNC**, incluyendo este atributo como parte del Suministro de Energía, aportando estos al cumplimiento de los objetivos de sustentabilidad, reducción de emisiones o la inclusión de energías renovables. **En el caso particular, para la Producción de H₂, este atributo es obligatorio y necesario, ya que de éste depende que la Producción de H₂ sea Verde.**

Definición de PPA

Un PPA (Power Purchase Agreement) es un acuerdo de compraventa de energía limpia a largo plazo desde un proyecto concreto y a un precio prefijado entre un desarrollador renovable y un consumidor —por lo general, grandes industrias— o entre un desarrollador y un comercializador que revenderá la energía.

La firma de un PPA renovable asume la venta de la energía de un proyecto y sus atributos medioambientales al Cliente. De acuerdo a información de mercado, durante los últimos años la mayoría de los grandes Clientes Libres mineros e industriales, han firmado contratos de suministro que acreditan que el 100% de su suministro proviene de fuentes renovables,

condición que no es física sino contractual. Para cumplir con este compromiso, existe el IREC³⁶, entidad que certifica que, durante un periodo determinado de tiempo, la energía consumida por el Cliente ha sido inyectada al sistema eléctrico proviniendo en 100% de fuentes renovables. Dadas las características operacionales del sistema eléctrico, este balance se realiza de manera anual y es acreditado y certificado por IREC.

Condiciones de Mercado para un PPA

Conforme a la información del mercado de energía, las nuevas exigencias han obligado a diseñar modelos de contratos de suministro, incorporando cláusulas que le permitan a los actores tomar decisiones y adaptarse rápidamente a los continuos y constantes cambios que se experimentaran durante la transición energética, **siendo uno de los principales aspectos la incorporación de ERNC en el suministro eléctrico**. Algunas de las cláusulas que se están negociando en los nuevos PPA pueden ser:

- a) **Bloques de Suministro:** Lo que se busca en los contratos libres es establecer un suministro por energía anual, la cual suele dividirse en bloques energía siendo estos horarios o no. Ello según las condiciones que establece el cliente en sus procesos de licitación de suministro.
- b) **Precio de la Energía:** Lo típico en este tipo de contratos es establecer un precio expresado en dólares de Estados Unidos por MWh (USD/MWh), cuyo valor es fijo al inicio del suministro que luego va siendo indexando por CPI (Consumer Price Index) de manera anual, semestral o mensual. Sin embargo, hay negociaciones en que el precio es indexado a otras variables del mercado como el IPC, el precio del carbón o costos marginales de alguna barra en particular.
- c) **Precio de la potencia:** Este tipo de cargo es pagado por los retiros del sistema en donde se establece una modalidad Pass Through, en donde la facturación es mensual utilizando el Precio de Nudo de Potencia vigente al momento de la facturación, calculado conforme se establece en el artículo 162° de la ley vigente o la que la derogue o reemplace. Cabe señalar que si bien el precio de la potencia también podría estar sujeto a negociación, en la mayoría de los casos (superior al 98%), se utiliza el precio de nudo de potencia en Pass Through.

establece un precio fijo al inicio del suministro que luego es indexado por CPI u otro indexador.

- a) **Traspaso de otros costos:** Asociados al contrato de suministro de energía, existen una variedad de costos que son propios del sector, muchos de los cuales es difícil entender y gestionar por los clientes finales. En tal sentido, el traspaso de costos en modalidad *Pass-Through* es aceptada en forma natural para algunos costos tales como Peajes, Servicios Complementarios y Sobre costos del sistema.
- b) **Autogeneración:** En consideración a la realidad actual respecto de los aspectos

³⁶ <https://www.irecstandard.org/>

ambientales y de responsabilidad social que la sociedad exige a las empresas, los clientes requieren dejar establecida una condición que les permita, en el período que dura el contrato, la implementación de proyectos de eficiencia energética y/o autogeneración. Cabe señalar que este requerimiento, generalmente, tiene por finalidad cumplir con objetivos sociales y de imagen del cliente, no siendo el propósito final, necesariamente, disminuir la energía contratada al suministrador. Por lo mismo, es posible considerar incorporar condiciones que limiten o compensen al suministrador afectado.

- c) **Cláusulas de salida y Término anticipado:** Considerando la extensión de los contratos, la incertidumbre del largo plazo y las eventuales contingencia de carácter catastrófico que podría afrontar un cliente, es necesario considerar condiciones que faciliten dar término al contrato con antelación a su vencimiento, previendo que se contemplen las compensaciones justas que protejan al suministrador y mantengan un equilibrio económico del contrato suscrito. Una herramienta muy solicitada es el ejemplo de tablas de montos de compensaciones con relación a los meses remanentes hasta el fin del contrato.
- d) **Certificación de Energía Verde:** Muchos clientes pertenecen a grupos internacionales o comercializan sus productos al extranjero, situación que exige cumplir con estándares y normativas respecto de la trazabilidad de sus productos y el efecto al medio ambiente derivado de sus procesos. Dado lo anterior, en especial para un segmento de clientes, es de interés poder certificar que parte o la totalidad de su energía es respaldada a través de tecnologías de energías renovables.
- e) **Impuesto Verde o Impuestos a las Emisiones:** El impuesto verde o impuesto a las emisiones es considerado como un impuesto a las inyecciones y en tal sentido los grandes clientes esperan que éste sea completamente asumido por los generadores.

En el caso de este análisis, tal como se ha comentado, el punto más relevante correspondería a la acreditación de energía renovables en el suministro, pudiendo certificar que el 100% de este proviene de fuentes renovables, de lo contrario, se podría cuestionar que la producción de H₂ sea Verde.

Según los antecedentes presentados por Gamma, en la siguiente tabla se identifican los puntos seleccionados para Producción de H₂V, y sus principales características.

Tabla 1: Puntos Seleccionados para Plantas de Producción de H₂

Región	Comunas Redes (principales)	Empresa	Tamaño Electroliz ador (MW)	Tamaño Electrolizad or + 20% (MW)	Poten cia Conec tada kW	Empresa Distribuidora	Tipo de Cliente	Tipo de Tarifa
II	Calama	Lipigas						
IV	Coquimbo, La Serena	Gas Valpo						
VII	Talca	Gas Valpo						
XVI	Chillán	Intergas						

VIII	Concepción, Talcahuano	Gassur	
IX	Temuco	Intergas	
X	Puerto Montt	Metrogas	
X	Puerto Montt	Lipigas	

Como se observa de la tabla anterior, solo [REDACTED]. Respecto de los otros puntos, una posible opción sería solicitar conexión con una potencia conectada mayor para dar cumplimiento a lo establecido en la ley, condición que deberá ser analizada caso a caso. Una segunda alternativa podría ser llegar a un acuerdo con la distribuidora o un generador ERNC para acceder a un eventual mercado donde se trancen estas certificaciones, y comprar las necesarias para acreditar el retiro.

Alternativas de Suministro Eléctrico con Inclusión ERNC

Tal como se señaló anteriormente, las Alternativas de Suministro Eléctrico disponibles para un consumo de energía determinado, se encuentran directamente relacionadas con el régimen de precios seleccionado por el cliente, pudiendo disponer de un suministro de energía como cliente libre o como cliente regulado. Para este caso de análisis, como se observa en la tabla 1 anterior, de los tipos de clientes descritos en el punto 3.1. estos corresponden en su mayoría a clientes regulados sujetos a una tarifa regulada, salvo los tres casos resaltados que superan los 500 kW, para los cuales se asume toman la opción de ser cliente libre.

Como se dijo, para efectos de la Producción de H₂V, es una variable fundamental que la energía eléctrica que se consuma sea de fuentes renovables. Ello es posible lograr de formas, i) teniendo una fuente propia de energía renovable conectada a las instalaciones de la planta de H₂V, sin conexión a la red, y que genere las necesidades. ii) conectado a la red eléctrica y contar con un certificado que acredite que el consumo de la Planta es 100% energía renovable. Se describen el tipo de suministro según cliente:

- **Ciente Regulado:** Planta P. H₂V conectado a redes de distribución que opta por régimen Regulado. Este puede estar ubicado dentro o fuera de la zona de concesión. En este último caso, deberá acceder a las redes de distribución mediante línea propia. La opción de cliente regulado quedando el suministro a tarifas reguladas.
Suministro: la energía será suministrada por la respectiva empresa distribuidora a precios regulados, no obstante, puede seleccionar el tipo de tarifa eléctrica más conveniente (AT 1, AT 2, AT 4.3, etc.). en este caso no dispondría de acreditación renovable.
- **Ciente Libre en SD:** Planta P. H₂V conectado a redes de distribución que opta por régimen Libre. Este puede estar ubicado dentro o fuera de la zona de concesión. En este último caso, deberá acceder a las redes de distribución mediante línea propia o de un tercero.
Suministro: en este caso el Proyecto deberá buscar un proveedor (generador o comercializador) para que le suministre energía eléctrica. En tal caso podrá negociar los

términos comerciales del suministro directamente con el proveedor. La negociación puede ser bilateral, o a través de un proceso de licitación privado. Dentro de los términos podrá exigir que el suministro provenga en un 100% de ERNC.

- **Ciente Libre en ST:** Planta P. H₂V conectado directamente al sistema de transmisión. En este caso, el Planta P. H₂V será un “Coordinado”, y deberá sujetarse en todo momento a las instrucciones de coordinación y operación del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN). La conexión de la Planta P. H₂V al ST deberá ser solicitada al CEN a través de Solicitud de Acceso Abierto (SAC) o por medio de Solicitud de Uso de Capacidad Técnica Disponible (SUCTD), lo que dependerá de la calificación de las instalaciones. Las instalaciones podrán ser existentes o futuras expansiones.

Suministro: en este caso el Proyecto deberá buscar un proveedor existente (generador o comercializador) para que le suministre energía eléctrica. En tal caso podrá negociar los términos comerciales del suministro directamente con el proveedor. La negociación puede ser bilateral, o a través de un proceso de licitación privado. Dentro de los términos podrá exigir que el suministro provenga en un 100% de ERNC.

En cada caso anterior, ya sea para un cliente regulado o libre, deberá acceder al sistema a través de un punto de conexión el que podrá ser al sistema de transmisión o de distribución directa e indirectamente. En este sentido, es importante conocer la información respecto de la estructura de cargos que tiene cada opción para de esa manera configurar las distintas alternativas de suministro existentes.

Precios para Clientes Regulados

Como se señaló anteriormente en este informe, la ley establece que el suministro eléctrico a usuarios finales con potencia conectada inferior o igual a 5.000 kW tiene características de monopolio natural, quedando afectos a regulación de precios. Para los clientes regulados, la Ley distingue dos niveles de fijación de precios:

1. Según lo anterior, el precio que las empresas pueden cobrar a usuarios se define por: Precios a nivel de generación-transporte, denominados “precios de nudo”, definidos para todas las subestaciones de generación-transporte desde las cuales se efectúe el suministro;
2. Precios a nivel de distribución, que se determinan sobre la base de la suma del precio de nudo, establecido en el punto de conexión con las instalaciones de distribución, un valor agregado por concepto de distribución (VAD) y un cargo único o peaje por concepto del uso del sistema de transmisión troncal.



Lo señalado en los puntos 1 y 2 significa que, para los clientes regulados, el pago por uso de las redes de distribución se encuentra incluido en las respectivas tarifas determinadas por la autoridad. Por otro lado, en el caso de los clientes libres que hagan uso de las redes de distribución, el Artículo 120° de la Ley determina los peajes de distribución, que corresponde al pago de quienes transporten electricidad y hagan uso de las instalaciones de distribución, tales como líneas aéreas o subterráneas, subestaciones y obras anexas, en las condiciones técnicas y de seguridad que se establezcan, para que terceros den suministro a usuarios no sometidos a regulación de precios ubicados dentro de su zona de concesión. En este sentido, un cliente libre, puede acceder a un precio de energía libre, pero está sujeto al pago de un peaje por uso de redes de distribución. De acuerdo la estructura tarifaria de un cliente regulado, solo el precio de energía, para los casos analizados alcanza un máximo de 113³⁷ US\$/MWh sin considerar los otros cargos, y por supuesto sin incluir el factor asociado a la dificultad de cumplir con la acreditación o certificación renovable.

Precios Aplicados a Clientes Libres

Para el caso de los suministros no sujetos a regulación, los precios de energía son acordados libremente entre clientes y generadores. Estos precios resultan de los procesos de negociación y no son de carácter público. No obstante, una referencia para estos efectos es el Precio Medio de Mercado (PMM), el que se determina con los precios medios de los contratos informados por las empresas generadoras a la CNE, correspondientes a una ventana de cuatro meses, que finaliza el tercer mes anterior a la fecha de publicación del precio medio de mercado.

Para efectos de contar con información de mercado sobre niveles de precio de energía en el mercado de clientes libres, el Consultor considera relevante, para el análisis en el largo plazo y evaluar el costo de suministro, observar el comportamiento de los precios, y como estos van evolucionando. Para ello, a partir de una muestra de procesos de licitación y negociaciones de clientes libres propia del Consultor, se proyectan diferentes indicadores entre los años 2024 y 2030³⁸.

Para efectos del análisis se consideran los siguientes indicadores o referencias de precios.

- PMM Libre: Corresponde al Precio Medio de Mercado Libres, determinado como el precio promedio ponderado de los contratos de clientes libres.
- LIBRE POND: Corresponde al precio promedio ponderado de la muestra de procesos y negociaciones de Clientes Libres.

³⁷ Tarifa solo de energía de CGED, sin incluir otros cargos, vigente para noviembre de 2023 según pliego tarifario publicado en la página de CGE.

³⁸ Precios actualizados a septiembre de 2023 según los respectivos indexadores, y proyectados en términos reales.

- LIBRE MAX: Corresponde a la cota máxima de precio Libre dentro de la muestra de procesos de licitación y negociación.
- LIBRE MIN: Corresponde a la cota mínima de precio Libre dentro de la muestra de procesos de licitación y negociación
- Prom: Corresponde al promedio simple de cada año incluyendo tanto los nuevos acuerdos como el PMM. Como supuesto se asume que aquellos contratos que aún no negocian un nuevo precio, su suministro es a PMM.

Ilustración 6 Estimación Precios Libres³⁹

Fuente: Elaboración propia

Es importante hacer hincapié en que esta información es propia del Consultor, y se elaboró a partir de una base de datos que incluye procesos de negociación de diversos tipos de clientes libres entre compañías mineras e industriales sumando aproximadamente un total de 10 TWh/año. Los valores de mercado se encuentran actualizados a septiembre del año 2023.

Tal como se observa en la Ilustración 6, los precios de mercado para clientes libres se encuentran entre 47 y 71 US\$/MWh. Ahora bien, cabe indicar que el precio que se obtenga depende del volumen y plazo que se esté negociando. Otro factor importante es el tipo de proceso, pudiendo ser una licitación o una renegociación directa que modifique.

Esta información permitirá disponer de niveles de precio que ayudaran a cuantificar los costos de suministro y evaluar económicamente las alternativas de suministro. Cabe señalar que esta información es meramente referencial.

Pago por Uso de Redes

³⁹ Precios actualizados por CPI a septiembre del 2023.

De conformidad a lo dispuesto en el artículo 115° de la LGSE, se establecen las disposiciones aplicables a la recaudación, pago y remuneración de los sistemas de transmisión, así como la fijación del cargo determinado semestralmente por la Comisión Nacional de Energía. En particular se regula el pago de los sistemas de transmisión, incluyendo la transmisión nacional, zonal y de transmisión dedicada utilizada por parte de usuarios sujetos a regulación de precios.

Por su parte, el artículo 72°-7 de la LGSE, dispone y determina las remuneraciones asociadas a las inversiones de nueva infraestructura para la prestación de Servicios Complementarios (SSCC), las que deben ser financiadas por los usuarios finales, a través de un cargo de servicios complementarios, el cual deberá ser incorporado al cargo único al que se refiere el artículo 115° de la Ley.

En consecuencia, de acuerdo a lo establecido en la normativa vigente, los cargos traspasables a clientes finales deberán ser agrupados en un cargo único en las boletas o facturas a usuarios libres o regulados extendidas por sus respectivos suministradores, sean estas empresas concesionarias de servicio público de distribución o generadoras (Cargo por LGSE).

Cabe recordar que los SSCC se encuentran definidos en el artículo 225°, letra z) de la LGSE, como aquellas prestaciones que permiten efectuar la coordinación de la operación expresada en los términos dispuestos en el artículo 72°. Al respecto son SSCC al menos, el control de frecuencia, el control de tensión y los planes de recuperación del servicio. Este aspecto es relevante para los clientes libres, dado que la regulación establece que la remuneración de la nueva infraestructura debe ser financiada por los usuarios finales, mientras que la prestación de los recursos técnicos requeridos por la operación del sistema eléctrico son de cargo de las empresas generadoras que efectúan retiros destinados a usuarios finales, sin embargo estos no pueden ser traspasados a clientes regulados, por lo que son financiados en su totalidad por los clientes no sometidos a regulación de precios, ya sea que estos se encuentren conectados en los sistemas de distribución, o directamente en el sistema de transmisión. Lo anterior se debe principalmente a que estos servicios, actualmente son prestados por infraestructura existente, perteneciente a las unidades de generación.

En esta misma línea, el pago de los sistemas de Transmisión Nacional, Zonal y de Transmisión Dedicada utilizada por parte de usuarios sometidos a regulación de precios será de cargo de los consumidores finales libres y regulados, a través de un Cargo Único (expresado en \$/kWh).

Las boletas o facturas a usuarios regulados o libres extendidas por sus respectivos suministradores sean estas empresas concesionarias de servicio público de distribución o generadoras respectivamente, deberán agrupar los cobros por concepto de transmisión nacional, zonal, para polos de desarrollo, de instalaciones de transmisión dedicada utilizada por parte de usuarios sometidos a regulación de precios, en un cargo único, en la forma y periodicidad que determine el reglamento.

Para efectos de definir un Precio de Mercado, el Consultor expone y determina supuestos basados principalmente en su experiencia respecto de contratos de suministro con Clientes

Libres. De esta manera, se proyectan para efectos de la evaluación tanto los precios de energía como los otros cargos, ambos expresados en términos reales. La siguiente tabla, muestra la estructura y proyección de los otros cargos, incluida la potencia que serán considerados en el análisis.

Tabla 2: Proyección de otros cargos de suministro distintos a la energía

Descripción	Unidad	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Precio Potencia	US\$/MWh	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4
Transmisión Nacional/Zonal (CU)	US\$/MWh	14,5	16,5	17,0	21,0	23,0	23,0	23,0
Transmisión Dedicada	US\$/MWh	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Sobrecostos MT	US\$/MWh	6,0	6,0	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5
SSCC (CU)	US\$/MWh	0,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
Compensaciones Impto. Verde	US\$/MWh	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Precio Estabilizado	US\$/MWh	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Otros cargos (C. Partida)	US\$/MWh	0,0	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Servicio Público SSPP	US\$/MWh	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Total Otros Cargos	US\$/MWh	41,4	46,9	47,9	51,9	53,9	53,9	53,9

Se debe tener en cuenta para analizar el costo del suministro eléctrico, que este no es solo el precio de energía, sino que involucra otros cargos, los que según antecedentes disponibles se han incrementado por diferentes factores; tales como, alza de cargos sistémicos, subida en cargos regulados y nuevos cargos regulados, entre otros. Estos cargos varían mes a mes y se pagan a prorrata de la energía que se consume, siendo afectados por las alzas en los precios de combustibles, la sequía, el aumento de energías renovables variables y al retiro del carbón, entre otros.

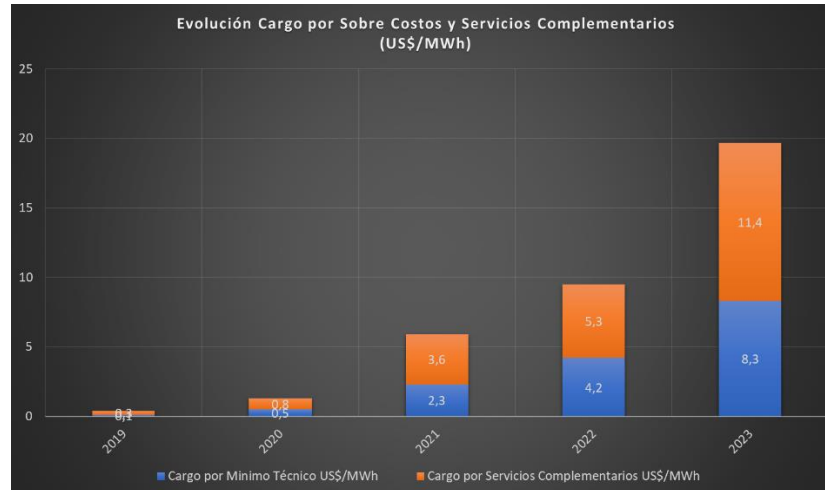
En la tabla se observa para cada cargo unitario una condición estable, tanto en el precio de energía, como en los otros cargos fijados por la autoridad, tales como Precio de Nudo de Potencia, Cargo Único (CU), SSPP.

Por otra parte, según un análisis de mercado, los resultados del nuevo régimen de Servicios Complementarios (SSCC), los costos han mostrado un crecimiento de los costos pagados por los clientes finales, particularmente Clientes Libres, que se traduce en un mayor reconocimiento de costos directos y de oportunidad para los prestadores de SSCC.

Este mayor costo de SSCC proviene directamente de la mayor penetración de ERNC o energía variable, ya que la operación del sistema se hace más insegura, y requiere un mayor aporte de estos servicios. Respecto de los SSCC y los otros cargos sistémicos absorbidos por los clientes libres, según estudios realizados por ACENOR, durante los últimos años se han incrementado, aumentando el costo de suministro de este tipo de clientes. A partir de la información del estudio del segundo semestre de 2022 realizado por ACENOR respecto de los costos sistémicos, se

elabora la siguiente ilustración donde se muestra la evolución de los SSCC y otros cargos sistémicos durante los últimos periodos.

Ilustración 7 Cargos por SSCC y Otros cargos para Clientes Libres.



No obstante, se espera que a partir del 2025/26 este mercado madure, aumentando la oferta de prestadores de servicios, con lo que podrían estabilizarse los costos por este concepto, generando un mercado de SSCC de corto plazo otorgando mayor flexibilidad a la operación del sistema eléctrico.

Para evaluar las diferentes Alternativas de suministro señaladas es necesario disponer de antecedentes e información de mercado respecto de los precios de energía vigentes, considerando por supuesto, los niveles y la estructura del consumo de energía a contratar, entre otras características tales como, volúmenes comprometidos, plazos de contratación, fecha de inicio de suministro y bloques horarios entre otros.

En tal caso, cabe destacar que para el año 2023 las ofertas en su mayoría están estructuradas bajo el modelo Costo Marginal + Fee, pudiendo estar en total sobre 110 USD/MWh. De acuerdo a la experiencia del Consultor, se observan tarifas fijas desde 2024, para iniciar suministro entre 2025 -2026, en torno a los 58 - 65 USD/MWh, sin embargo, para suministros del año 2024, los suministradores ya están cerrando nuevamente sujeto al modelo de Costo Marginal.

Costo de Suministro de Energía Eléctrica

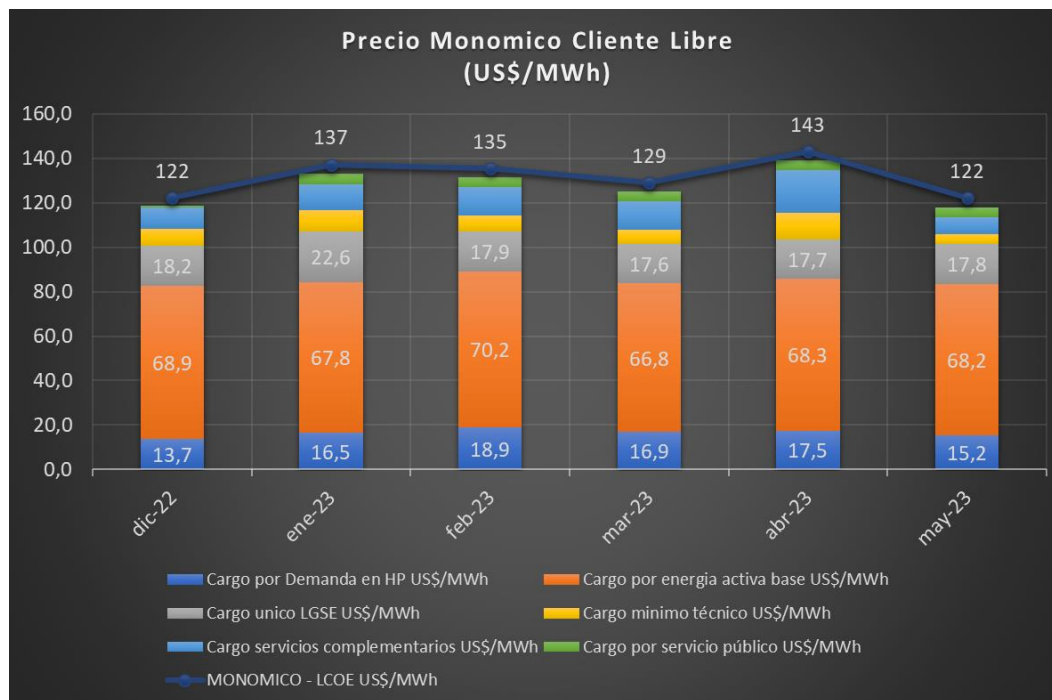
Desde el punto de vista de las alternativas de suministro de energía para la producción de H₂V, se debe tener en cuenta que dicho suministro debe provenir en un 100% desde fuentes renovables. En este contexto, para el caso en estudio, la selección del régimen de precios es un factor fundamental para cumplir con dicho requisito.

En efecto, dada la estructura operacional del mercado eléctrico chileno, si la Producción de H₂ se realiza a través de un suministro de energía bajo un régimen de cliente regulado, la producción

de H₂V podría ser cuestionable, ya que bajo estas circunstancias no sería posible acreditar que la procedencia del suministro es 100% renovable. Bajo este escenario, para efectos de cumplir con dicha condición, las alternativas de suministro se limitan solo a una condición de cliente libre, ya sea conectado en redes de distribución o transmisión, lo que dependerá principalmente de la potencia requerida. Para los casos en estudio (tabla 1), se tiene que solo ██████ cumplirían esta condición, correspondiendo al segmento de clientes libres conectados a una red de distribución.

Para el resto de los casos se plantean soluciones, sin embargo, frente a la inexistencia de un mercado de certificaciones renovables que no permitan acreditar que el suministro proviene 100% de fuentes renovables, el atributo de “Verde” en la producción de H₂ es cuestionable. En este sentido, a fin de tener una estimación de los costos asociados al suministro de energía bajo una condición de cliente libre, se desarrolla un ejemplo en base a facturaciones reales de diferentes clientes libres conectados en redes de distribución. Para desarrollar este ejercicio, el Consultor utilizó una base de datos de facturación de una serie de clientes libres. Se considera un grupo de clientes libres conectados en redes de distribución, con potencias conectadas entre 700 kW y 3.000 kW.

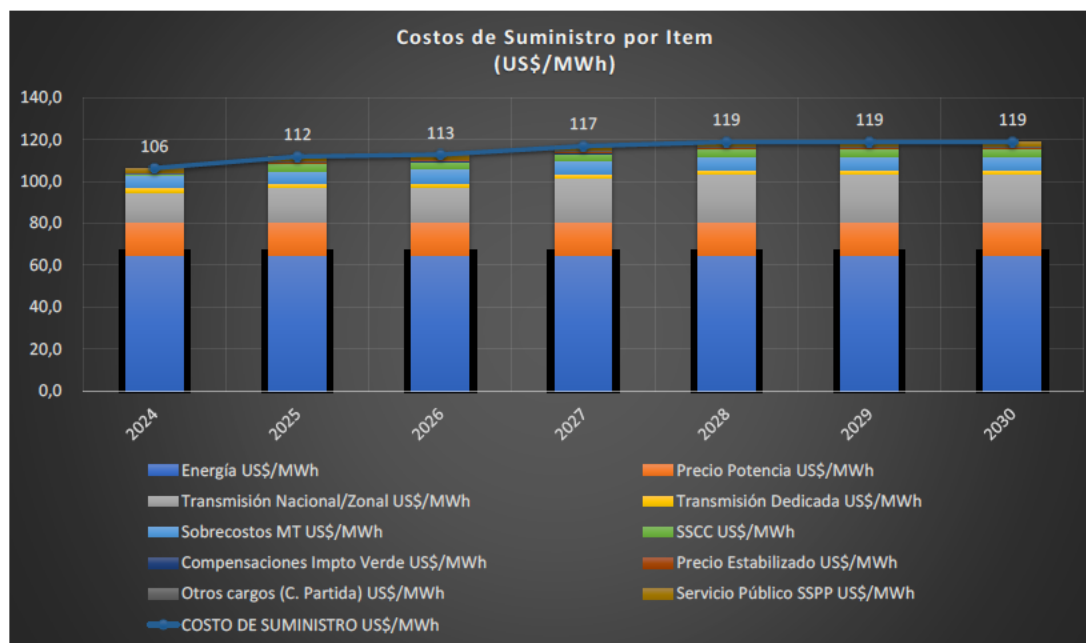
Ilustración 8 Caso de Análisis - Costo Monomico para Clientes Libres en Dx



La ilustración anterior permite graficar el costo de suministro de un cliente libre conectado en distribución, expresado en US\$/MWh. Como se observa entonces, para efectos de la Producción de H₂V, dada las condiciones del mercado, bajo una alternativa de cliente libre el costo promedio de los últimos 6 meses para la muestra analizada sería de 132 US\$/MWh aproximadamente.

Como es posible observar, tanto de la ilustración anterior, como de los análisis realizados y la información de las fuentes disponibles, los otros cargos distintos a la energía, principalmente por concepto de SSCC y costos sistémicos, el costo de suministro de energía se proyectaría en torno a los 105 y 120 US\$/MWh para los próximos años.

Ilustración 9 Proyección del Costo Unitario de Suministro para la Producción de H₂V



Con todo lo anterior es posible señalar que, para los próximos años, el costo unitario de energía eléctrica para las Plantas de Producción de H₂V se encontraría en torno a los 115 US\$/MWh como promedio, incluyendo energía, atributo renovable y todos los otros cargos sistémicos.

Anexo 5. Cálculo de costos nivelados de energía LCOE (Círculo Ingeniería)

Resumen Ejecutivo

En el presente informe se documenta el proceso de dimensionamiento de los proyectos de generación energética para la generación de H2 VERDE, obteniendo un CAPEX y OPEX para plantas fotovoltaicas con BESS (Sistema de almacenamiento de energía con baterías).

Se analizaron 4 casos, para los cuales se evaluó una inyección de H2 en dos escenarios de consumo en distintas localidades del país, cada una con un requerimiento energético distinto.

La evaluación técnica de los diversos casos fue basada en el requerimiento energético entregado y la exposición solar de cada localidad, para así llegar a un tamaño de planta requerido para cada caso.

Se determinó la producción energética de cada una de las plantas fotovoltaicas y se dimensionó el sistema de almacenamiento de acuerdo con estos datos, llegando así a un tamaño de planta y baterías para cada uno de los casos.

A partir de esto se procede a calcular los indicadores económicos CAPEX y OPEX para cada caso.

Antecedentes

El hidrógeno verde ha emergido como una solución clave en la transición hacia una economía más sostenible y libre de carbono. Este tipo de hidrógeno se produce mediante la electrólisis del agua utilizando electricidad renovable, como la generada por fuentes solares. En este proceso, el agua se descompone en oxígeno e hidrógeno, y este último se convierte en una fuente de energía limpia y versátil.

Su capacidad para almacenar energía hace que el hidrógeno verde desempeñe un papel crucial en la creación de un sistema energético más resiliente y sostenible. A medida que aumenta la conciencia sobre la importancia de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, el interés y la inversión en tecnologías de hidrógeno verde continúan creciendo, impulsando la transición hacia un futuro energético más limpio y sostenible.

La mezcla de hidrógeno verde con gas natural, conocida como "gas natural renovable" o "gas verde", es una estrategia que busca reducir las emisiones de carbono asociadas con el consumo de gas natural. Esta mezcla puede ser utilizada en infraestructuras existentes de gas natural sin necesidad de modificaciones significativas hasta en un 20%, y en casos especiales incluso un 40%.

Para realizar los cálculos, se han facilitado los siguientes datos:

- Localidad de las plantas electrolizadoras.
- Producción de H2 por cada planta [kg/hr]
- Tamaño del electrolizador [MW]

- Empresa

Para este informe se han solicitado la estimación de un CAPEX, OPEX en función de la potencia de la planta (MW).

Descripción General

Los proyectos que han sido estudiados en esta etapa de ingeniería tienen dos partes principales:

- a) La planta de generación solar o planta fotovoltaica: esta parte del proyecto incluye por ejemplo los paneles solares, caminos interiores, conexión, inversores, equipos de medida, subestación elevadora, etc.
- b) Sistema de Almacenamiento o Bess (Battery Energy Storage System): esta segunda parte del proyecto es adicional a la planta fotovoltaica, con el objetivo de guardar parte de la energía generada durante el día, para ser inyectada al consumo, y no todos los proyectos fueron considerados con ella. El sistema de almacenamiento puede ser desarrollado en forma independiente de la planta fotovoltaica o en una segunda etapa.

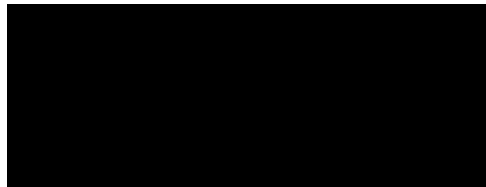
Proceso

Para la obtención de los datos, se tomaron en cuenta las siguientes consideraciones técnicas:

- 33% de la producción para uso inmediato.
- 66% de la producción energética para almacenamiento.

Además de los requerimientos energéticos para las 4 localidades, se consideran dos casos de blending 10% y 20%:

- Metrogas Lo Aguirre (Santiago):
- Gas Valpo (Talca):
- Gassur s/ LA (Concepción):
- Lipigas – Osorno (Osorno):



Para cada punto se obtuvo un factor de diseño, considerando la eficiencia de una planta solar en cada localidad:



A partir de esto, se logró obtener que la potencia requerida para uso de electrolizador y el sistema de almacenamiento, básicamente el diseño consiste en dimensionar una componente fotovoltaica y una componente fotovoltaica que aportara energía a los sistemas BESS, este análisis es realizado para el caso con blending del **10 y 20%**, los cuales serán los dos escenarios evaluados en este estudio, se muestra en la tabla siguiente a modo de resumen:

Localidad	Componente FV 10% / 20% [MW]	Componente FV para Sistema BESS 10% / 20% [MW]	Potencia Total planta FV 10% / 20% [MW]
Metrogas Lo Aguirre (Santiago)			
Gas Valpo (Talca)			
Gassur s/ LA (Concepción)			
Lipigas – Osorno (Osorno)			

En cada uno de los casos, se analizó la generación energética mensual tanto en los meses de invierno como en los de verano, para luego obtener una generación promedio diaria, para el caso de estudio se basó en un diseño de invierno ya que permite utilizar al máximo el sistema de almacenamiento y así no sobredimensionar las instalaciones. Con este dato, se pueden obtener las capacidades necesarias de los sistemas de baterías. Finalmente, se dimensiona el sistema BESS para cada caso:

Localidad	Tamaño Sistema BESS 10% [MWh]	Tamaño Sistema BESS 20% [MWh]
Metrogas Lo Aguirre (Santiago)		
Gas Valpo (Talca)		
Gassur s/ LA (Concepción)		
Lipigas – Osorno (Osorno)		

Además, es importante señalar la equivalencia en horas de uso que tendrán estos diseños de los sistemas de almacenamiento, básicamente se estimó esto descargando el banco de baterías a potencia nominal del electrolizador.

Localidad	Horas en Invierno (10%)	Horas en Invierno (20%)
Metrogas Lo Aguirre (Santiago)		
Gas Valpo (Talca)		
Gassur s/ LA (Concepción)		
Lipigas - Osorno (Osorno)		

Evaluación económica

Para evaluar económicamente los proyectos dentro de este estudio se realizaron cubicaciones de materiales, considerando costos directos y costos indirectos, además se estimó los costos de operación de cada proyecto.

CAPEX

Para desarrollar la evaluación de Capex se deben definir los ítems a cubicar y posteriormente calcular la cantidad de materiales por cada ítem, en las siguientes tablas se pueden observar los elementos cubicados en este estudio:

PARQUE FOTOVOLTAICO

- Movimientos de Tierra (excavaciones de caminos, canales, zanjas, SE, BESS PFV +áridos)
- Caminos (interno y externos)
- Canales y obras de saneamiento
- Suministro e Instalación Cierre Perimetral (Malla Acmafor 2 m de alto)
- Sistema de Tracker
- Módulos Fotovoltaicos (Bifaciales)
- Power Station
- Transporte
- Montaje Mecánico
- Montaje Eléctrico
- Red de baja y Media Tensión
- Sala Eléctrica
- Equipamientos Media Tensión
 - Transporte
- Oficinas Generales
- Garita de Control Acceso
- Bodega principal
- Bodega de sustancias peligrosas - Container

- Bodega de residuos peligrosos - Container
- Patio de residuos
- Agua potable
- Sistema Aguas servidas
- Sistema Circuito Cerrado de Televisión - CCTV

LINEA DE TRANSMISIÓN

- Línea de Media tensión Narcissus
- Construcción LMT
- Línea de Media tensión conductor Aislado clase 25kV
- Banco ductos Eléctrico

PUNTO DE CONEXIÓN EN S/E EXISTENTE

- Suministro e Instalación Cierro Perimetral SE (Malla Acma 2 m de alto+Bulldozer)
- Sala Eléctrica
- Transformador Media Tensión / Alta Tensión
- Paños de Conexión
- Sala GIS
- Equipamientos Media Tensión
- Transporte
- Obras Civiles
- Montaje Eléctrico
- Sistema Circuito Cerrado de Televisión - CCTV

BESS

- Suministro BESS
- Montaje Eléctrico
- Red Media Tensión

Con el dimensionamiento listo, tanto de la planta como del sistema de almacenamiento, se logra obtener un valor estimado del CAPEX el cual se puede observar en la siguiente tabla:

Proyecto	CAPEX 10% Blending [USD]	CAPEX 20% Blending [USD]
Metrogas Lo Aguirre		
Gas Valpo		
Gassur s/ LA		
Lipigas - Osorno		

OPEX

El OPEX de los proyectos fotovoltaicos tiene como principal componente el mantenimiento y de forma más específica, la limpieza de los paneles. En un ambiente con polvo y viento, el ensuciamiento baja la eficiencia de la planta solar, por lo que se requiere un aumento en la

frecuencia de limpieza. El valor del OPEX es un valor que puede variar fuertemente en función de las estrategias de desarrollo o de operación de los proyectos, de la tecnología a utilizar, la cantidad de personal asociado, entre otros. Este se estimó en base a experiencias previas en operación de planta fotovoltaicas y en relación a valores razonables del mercado adecuados para una ingeniería conceptual.

Proyecto	OPEX 10% Blending [USD]	OPEX 20% Blending [USD]
Metrogas Lo Aguirre		
Gas Valpo		
Gassur s/ LA		
Lipigas - Osorno		

LCOE

El costo nivelado de la energía, más conocido por sus siglas en inglés como LCOE (Levelized Cost of Energy) es utilizado especialmente para comparar, en aspectos económicos, distintos proyectos. Este indicador se utiliza para comparar proyectos similares o que compiten entre sí, y reflejan el costo para el inversionista, bajo ciertas condiciones de evaluación que son comunes a todos los proyectos, de la energía producida por cada proyecto, a fin de decidir cuál es más atractivo para la inversión. En este caso, los proyectos que se están analizando utilizan todos, la misma tecnología base (fotovoltaica) para generar electricidad, algunas con la variante de que la energía es almacenada para su uso durante ciertas horas que el productor definirá. En términos económicos, las horas en donde se debería utilizar ésta es en las horas punta de consumo y cuando ya no haya suficiente radiación solar para producir electricidad de manera suficiente para satisfacer la demanda. Para los proyectos dentro de este estudio se realizó una simulación en la obtención del LCOE considerando distintas tasas de descuento: 6%, 8% y 10%, los cuales corresponden a valores nominales. La tabla con los resultados se muestra a continuación:

Proyectos	Código	Capacidad	LCOE (US\$/MWh)			Generación	Tecnología	Energía Almacenada diaria	Tiempo almacenamiento
			IRR 6%	IRR 8%	IRR 10%				
		MW				(MWh-año)		MWh	Potencia Nominal
Proyectos PV+BESS 10% Blending									
1	Metrogas Lo Aguirre								
2	Gas Valpo								
3	Gassur								
4	Lipigas Osorno								
Proyectos PV+BESS 20% Blending									
1	Metrogas Lo Aguirre								
2	Gas Valpo								
3	Gassur								
4	Lipigas Osorno								

Para efectos prácticos del estudio, los valores promedios, considerando una tasa de un 6% de descuento, son los siguientes:

Proyecto	LCOE Blending GN/H2 [USD/MWh]
Metrogas Lo Aguirre	
Gas Valpo	
Gassur s/ LA	
Lipigas - Osorno	

Se incorpora además un escenario considerando un valor estimado de 200 MUSD/MWh para los costos de almacenamiento vs los 280 MUSD/MWh utilizados en los cálculos de base de la tabla anterior.

Proyectos	Código	Capacidad	LCOE (US\$/MWh)			Generación	Tecnología	Energía Almacenada diaria	Tiempo almacenamiento
		MW	IRR 6%	IRR 8%	IRR 10%	(MWh-año)		MWh	Potencia Nominal Horas
Proyectos PV+BESS 10% Blending									
1	Metrogas Lo Aguirre								
2	Gas Valpo								
3	Gassur								
4	Lipigas Osorno								
Proyectos PV+BESS 20% Blending									
1	Metrogas Lo Aguirre								
2	Gas Valpo								
3	Gassur								
4	Lipigas Osorno								

Así, los valores promedios, considerando una tasa de un 6% de descuento, son los siguientes:

Proyecto	LCOE Blending GN/H2 [USD/MWh]
Metrogas Lo Aguirre	
Gas Valpo	
Gassur s/ LA	
Lipigas - Osorno	

Anexo 6. Proyección de demandas de H2

A continuación, se presentan las proyecciones de demanda de H2 hasta el año 2036 para un 5%, un 10% y un 20% de inyección de H2 en redes de GN:

Cuadro 72. Demandas anuales de hidrógeno (m3/año) para las empresas distribuidoras de gas hasta el año 2036, con un 5% de inyección de H2.

Región	Empresa	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
II	Lipigas															
IV	Gas Valpo															
VII	Gas Valpo															
XVI	Intergas															
VIII	Gassur S/ LA															
VIII	Gassur LA															
IX	Intergas															
X	Metrogas Pto Montt															
X	Metrogas Pto Varas															
X	Metrogas Osorno															
X	Lipigas Pto Montt															
X	Lipigas Osorno															
XIII	Metrogas Lo Aguirre															
V	Gas Valpo Casablanca															
Total																

Cuadro 73. Demandas anuales de hidrógeno (m3/año) para las empresas distribuidoras de gas hasta el año 2036, con un 10% de inyección de H2.

Región	Empresa	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
II	Lipigas															
IV	Gas Valpo															
VII	Gas Valpo															
XVI	Intergas															
VIII	Gassur S/ LA															
VIII	Gassur LA															
IX	Intergas															
X	Metrogas Pto Montt															
X	Metrogas Pto Varas															
X	Metrogas Osorno															
X	Lipigas Pto Montt															
X	Lipigas Osorno															
XIII	Metrogas Lo Aguirre															
V	Gas Valpo Casablanca															
Total																

Cuadro 74. Demandas anuales de hidrógeno (m3/año) para las empresas distribuidoras de gas hasta el año 2036, con un 10% de inyección de H2.

Región	Empresa	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
II	Lipigas															
IV	Gas Valpo															
VII	Gas Valpo															
XVI	Intergas															
VIII	Gassur S/ LA															
VIII	Gassur LA															
IX	Intergas															
X	Metrogas Pto Montt															
X	Metrogas Pto Varas															
X	Metrogas Osomo															
X	Lipigas Pto Montt															
X	Lipigas Osomo															
XIII	Metrogas Lo Aguirre															
V	Gas Valpo Casablanca															
Total																

Anexo 7. Sensibilización de Costos Nivelados de Hidrógeno – LCOH

Complementario al análisis de sensibilización mostrado en el Capítulo 9, se muestra a continuación la tabla resumen de costos nivelados de hidrógeno según escenario de costos, indicando además la disminución porcentual del LCOH que conlleva el Escenario de Reducción de Costos respecto al Escenario Base, y el aumento porcentual del LCOH que implica el Escenario de Aumento de Costos.

Cuadro 75. Variación del LCOH para cada zona de concesión respecto a escenario de costos correspondiente. Elaboración propia.

Región	Empresa	LCOH Escenario Base	LCOH Esc. Reducción de Costos	LCOH Esc. Aumento de Costos	% Disminución	% Aumento
II	Lipigas					
IV	Gas Valpo					
VII	Gas Valpo					
XVI	Intergas					
VIII	Gassur s/ LA					
VIII	Gassur LA					
IX	Intergas					
X	Metrogas-Pto Montt					
X	Metrogas-Pto Varas					
X	Metrogas Osorno					
X	Lipigas - Puerto Montt					
X	Lipigas - Osorno					
XIII	Metrogas Lo Aguirre					
V	Gas Valpo Casablanca					

A continuación, se muestran las tablas de sensibilización del LCOH para cada zona de concesión en estudio en función del Costo de la Energía Eléctrica y del Costo de Inversión PEM (CAPEX).

- Lipigas II

Cuadro 76. Análisis de sensibilización de LCOH para Lipigas II

	CAPEX PEM (USD/kW)			
	2.000	2.500	3.040	3.500
LCOE USD/MWh)				

- Gas Valpo IV

Cuadro 77. Análisis de sensibilización de LCOH para GasValpo IV

	CAPEX PEM (USD/kW)			
	2.000	2.500	3.040	3.500
LCOE USD/MWh)				

- Gas Valpo VII

Cuadro 78. Análisis de sensibilización de LCOH para GasValpo VII

	CAPEX PEM (USD/kW)			
	2.000	2.500	3.040	3.500
LCOE USD/MWh)				

- Intergas XVI

Cuadro 79. Análisis de sensibilización de LCOH para Intergas XVI

	CAPEX PEM (USD/kW)			
	2.000	2.500	3.040	3.500
LCOE USD/MWh)				

- Gas Sur VIII LA

Cuadro 80. Análisis de sensibilización de LCOH para Gas Sur VIII LA

	CAPEX PEM (USD/kW)			
	2.000	2.500	3.040	3.500
LCOE USD/MWh)				

- Intergas IX

Cuadro 81. Análisis de sensibilización de LCOH para Intergas IX

	CAPEX PEM (USD/kW)			
	2.000	2.500	3.040	3.500
LCOE USD/MWh)				

- Metrogas X Puerto Montt

Cuadro 82. Análisis de sensibilización de LCOH para Metrogas X Puerto Montt

	CAPEX PEM (USD/kW)			
	2.000	2.500	3.040	3.500
LCOE USD/MWh)				

- Metrogas X Puerto Varas

Cuadro 83. Análisis de sensibilización de LCOH para Metrogas X Puerto Varas

	CAPEX PEM (USD/kW)			
	2.000	2.500	3.040	3.500
LCOE USD/MWh)				

- Metrogas X Osorno

Cuadro 84. Análisis de sensibilización de LCOH para Metrogas X Osorno

	CAPEX PEM (USD/kW)			
	2.000	2.500	3.040	3.500
LCOE USD/MWh)				

- Lipigas X Puerto Montt

Cuadro 85. Análisis de sensibilización de LCOH para Lipigas X Puerto Montt

	CAPEX PEM (USD/kW)			
	2.000	2.500	3.040	3.500
LCOE USD/MWh)				

- Lipigas X Osorno

Cuadro 86. Análisis de sensibilización de LCOH para Lipigas X Osorno

	CAPEX PEM (USD/kW)			
	2.000	2.500	3.040	3.500
LCOE USD/MWh)				

- Metrogas RM Lo Aguirre

Cuadro 87. Análisis de sensibilización de LCOH para Metrogas RM Lo Aguirre

	CAPEX PEM (USD/kW)			
	2.000	2.500	3.040	3.500
LCOE USD/MWh)				

- Gas Valpo V Casablanca

Cuadro 88. Análisis de sensibilización de LCOH para Gas Valpo V Casablanca

	CAPEX PEM (USD/kW)			
	2.000	2.500	3.040	3.500
LCOE USD/MWh)				

Anexo 8. Sensibilización de Tasa de Rentabilidad y Variación a Precio Público

A continuación, se presenta un análisis de sensibilización respecto a la nueva Tasa de Rentabilidad y el Aumento de ingresos por venta de gas de las empresas concesionarias de Gas Natural ante distintos porcentajes de inyección de blending, de 5, 10, 15 y 20%. El análisis considera variaciones variación del costo de energía eléctrica para conocer una perspectiva de proyecciones ante disminución de costos.

El escenario base analizado en el Capítulo 10 y Capítulo 11, considera un costo de electrolizador de 3.040 USD/kW, y un costo de energía eléctrica definido en el Cuadro 25 del escenario de costos de almacenamiento por batería de BESS 280 MUSD.

Tasa de Rentabilidad

- Lipigas II Región

Cuadro 89. Variación de Tasa de Rentabilidad según porcentaje de Blending para Lipigas II

Tasa Rentabilidad (%)	Porcentaje de Blending GN/H2			
	5%	10%	15%	20%
LCOE (USD/MWh)				

- Gas Sur VIII Región

Cuadro 90. Variación de Tasa de Rentabilidad según porcentaje de Blending para Gas Sur VIII

Tasa Rentabilidad (%)	Porcentaje de Blending GN/H2			
	5%	10%	15%	20%
LCOE (USD/MWh)				

- Metrogas X Región

Cuadro 91. Variación de Tasa de Rentabilidad según porcentaje de Blending para Metrogas X

Tasa Rentabilidad (%)	Porcentaje de Blending GN/H2			
	5%	10%	15%	20%
LCOE (USD/MWh)				

- Metrogas RM - sector de Lo Aguirre

Cuadro 92. Variación de Tasa de Rentabilidad según porcentaje de Blending para Metrogas Lo Aguirre

Tasa Rentabilidad (%)	Porcentaje de Blending GN/H2			
	5%	10%	15%	20%
LCOE (USD/MWh)				

- Gas Valpo V Región – comuna de Casablanca

Cuadro 93. Variación de Tasa de Rentabilidad según porcentaje de Blending para Gas Valpo Casablanca

Tasa Rentabilidad (%)	Porcentaje de Blending GN/H2			
	5%	10%	15%	20%
LCOE (USD/MWh)				

En base a los cuadros anteriores, se aprecia que para las cinco zonas de concesión, un aumento progresivo del porcentaje de hidrógeno se refleja en una disminución de la tasa de rentabilidad, debido a que los costos del proyecto aumentan al requerir mayor inversión en equipos, infraestructura y energía eléctrica. Respecto a esta última, se puede apreciar también que la disminución de la tarifa de energía eléctrica implica tasas de rentabilidad mayores, dado que disminuye el costo de operación del proyecto de hidrógeno.

Aumento de ingresos por venta de gas

- Lipigas II

Cuadro 94. Variación de Aumento de Ingresos según porcentaje de Blending para Lipigas II

Aumento de ingresos por venta de gas	Porcentaje de Blending GN/H2			
	5%	10%	15%	20%
LCOE (USD/MWh)				

- Gas Valpo IV

Cuadro 95. Variación de Aumento de Ingresos según porcentaje de Blending para Gas Valpo IV

Aumento de ingresos por venta de gas	Porcentaje de Blending GN/H2			
	5%	10%	15%	20%
LCOE (USD/MWh)				

- Gas Valpo VII

Cuadro 96. Variación de Aumento de Ingresos según porcentaje de Blending para Gas Valpo VII

Aumento de ingresos por venta de gas	Porcentaje de Blending GN/H2			
	5%	10%	15%	20%
LCOE (USD/MWh)				

- Gas Sur VIII

Cuadro 97. Variación de Aumento de Ingresos según porcentaje de Blending para Gas Sur VIII

Aumento de ingresos por venta de gas	Porcentaje de Blending GN/H2			
	5%	10%	15%	20%
LCOE (USD/MWh)				

- Metrogas X

Cuadro 98. Variación de Aumento de Ingresos según porcentaje de Blending para Metrogas X

Aumento de ingresos por venta de gas	Porcentaje de Blending GN/H2			
	5%	10%	15%	20%
LCOE (USD/MWh)				

- Lipigas X

Cuadro 99. Variación de Aumento de Ingresos según porcentaje de Blending para Lipigas X

Aumento de ingresos por venta de gas	Porcentaje de Blending GN/H2			
	5%	10%	15%	20%
LCOE (USD/MWh)				

- Metrogas RM – sector Lo Aguirre

Cuadro 100. Variación de Aumento de Ingresos según porcentaje de Blending para Lo Aguirre

Aumento de ingresos por venta de gas	Porcentaje de Blending GN/H2			
	5%	10%	15%	20%
LCOE (USD/MWh)				

- Gas Valpo V – Casablanca

Cuadro 101. Variación de Aumento de Ingresos según porcentaje de Blending para Casablanca

Aumento de ingresos por venta de gas	Porcentaje de Blending GN/H2			
	5%	10%	15%	20%
LCOE (USD/MWh)				

En los cuadros anteriores se aprecia que, para cada zona de concesión, un aumento en la proporción de hidrógeno en el blending aumenta el porcentaje de aumento de ingresos por venta de gas, lo que significa un aumento en las tarifas para cliente final que considera cada empresa en sus zonas de concesión respectivas.

Anexo 9. Tarifas promedio del GLP medidor, GLP envasado, GLP granel y Gas Natural

Las siguientes tarifas de Gas Natural, GLP Medidor y GLP Envasado corresponden al promedio de los meses de Septiembre, Octubre y noviembre de 2023. En cuanto al GLP granel, sólo se abarca octubre y noviembre.

A continuación, se presenta un análisis de precio por zona de concesión:

➤ II Región

En la II Región se analiza el precio de venta correspondiente a la comuna de Calama, ya que es la cual presenta redes de Gas Natural. Los valores de GLP medidor y GLP envasado también corresponden a esta comuna.



Gráfico 34. Precios de venta de gas natural y licuado según distribuidor en la Región de Antofagasta.

Del gráfico anterior, se aprecia que el Gas Natural suministrado por Lipigas tiene un valor muy similar al del GLP Medidor que vende Abastible y Lipigas, con un valor de 52,8 USD/MMBtu en promedio. La opción de mayor precio es Gasco, con un costo promedio de 63,2 USD/MMBtu.

En cuanto al GLP envasado, las 3 compañías distribuidoras ofrecen precios menores al gas natural y al GLP medidor, siendo Abastible la opción más cara con un costo promedio de 42,9 USD/MMBtu. Gasco y Lipigas tienen tarifas similares, siendo Gasco la opción de menor precio, con un promedio de 36.26 USD/MMBtu.

El GLP granel de Lipigas tiene un costo mayor al GLP envasado y al gas natural, y también mayor al precio del GLP medidor de Lipigas en Calama, sin embargo, tiene menor costo que el GLP medidor de Gasco.



➤ IV Región

En esta región la empresa distribuidora de gas natural corresponde a Gas Valpo, y se comparan los precios de venta respectivos a la comuna de Coquimbo para el GLP medidor y GLP envasado.

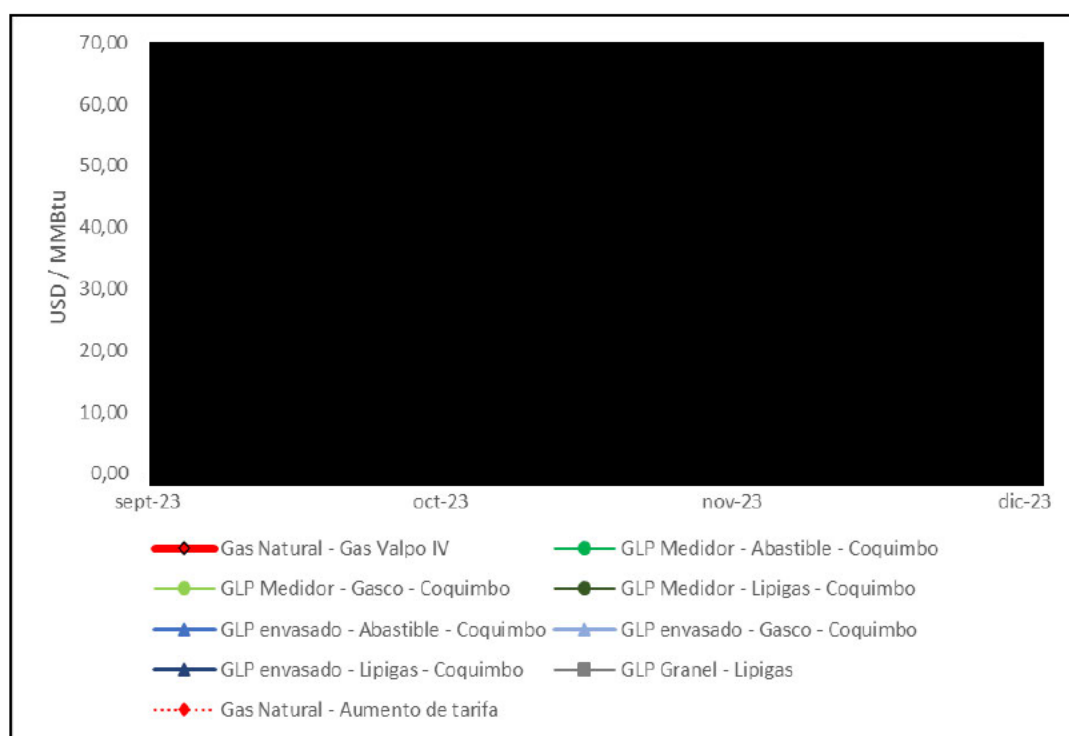


Gráfico 35. Precios de venta de gas natural y licuado según distribuidor en la Región de Coquimbo.

Según se aprecia en el gráfico anterior, el gas natural es una opción intermedia entre el GLP medidor y GLP envasado, sin embargo, es más barato que el GLP envasado que comercializa Abastible.

El GLP medidor es la opción de mayor precio, siendo la opción de mayor costo Gasco, con un precio promedio de 61,7 USD/MMBtu, mientras que Lipigas es la de menor precio con 49,5 USD/MMBtu. En el caso de GLP envasado, hay una diferencia en promedio de 13.3 USD/MMBtu entre las opciones de mayor y menor precio, representadas por Abastible y Gasco respectivamente.

En el caso del gas natural con incremento de tarifa a cliente, [REDACTED]

➤ V Región - Casablanca

En esta región se analiza la zona de concesión de GasValpo – Casablanca, respecto a los valores de GLP medidor y envasado reportados para la misma comuna.

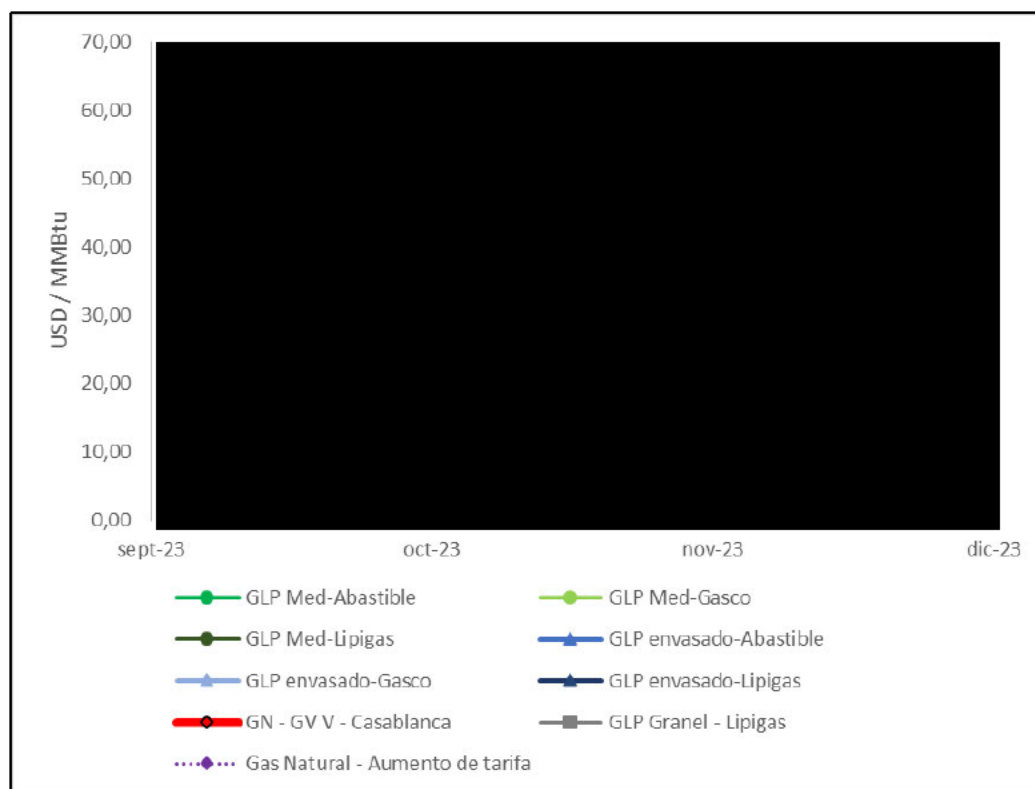


Gráfico 36. Precios de venta de gas natural y licuado según distribuidor en la Región de Valparaíso, comuna de Casablanca.

Lo datos graficados muestran que el Gas Natural es una opción intermedia entre el GLP medidor y GLP envasado, con una tarifa muy similar al GLP Granel. [REDACTED]

El valor del GLP medidor es mayor que el GLP envasado para todas las opciones. El rango de variación de precio del GLP medidor es de aproximadamente 12 USD/MMBtu, siendo Gasco la opción de mayor precio y Lipigas la de menor precio. En el caso del GLP envasado, la variación de precio entre la opción más cara (Abastible) y la más barata (Gasco) es de alrededor de 9,5 USD/MMBtu.

➤ XIII Región - Pudahuel

En esta región, se analiza la información del gas natural suministrado por Metrogas en la comuna de Pudahuel, en específico en la zona de Lo Aguirre. Los valores de GLP medidor y envasado también corresponden a esta comuna.

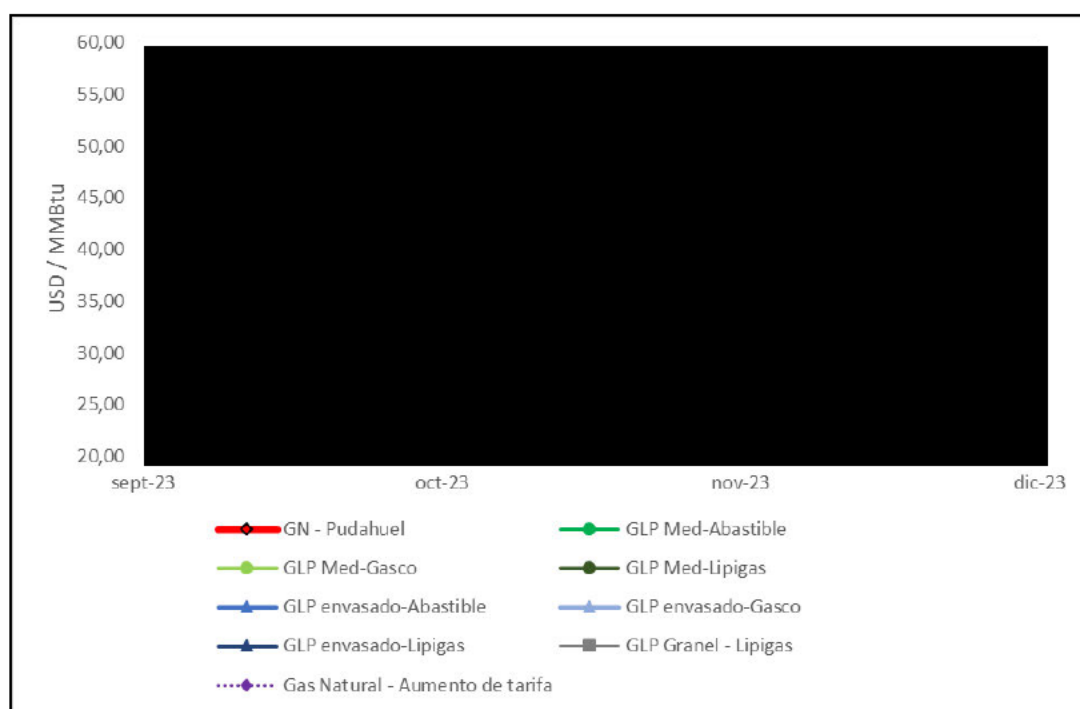


Gráfico 37. Precios de venta de gas natural y licuado según distribuidor en la Región Metropolitana, comuna de Pudahuel.

En esta comuna, la opción de mayor precio la representa el GLP medidor, en específico Gasco, con un precio promedio de 55 USD/MMBtu, que es mayor a la opción más barata en aproximadamente 5 USD/MMBtu (Lipigas, GLP medidor).

El Gas Natural en esta comuna tiene un precio intermedio entre el GLP medidor y GLP envasado, sin embargo, para el mes de noviembre de 2023, el precio del GN, GLP medidor Lipigas, GLP granel y GLP medidor Abastible es casi igual, de 51,5 USD/MMBtu.

El aumento porcentual de la tarifa a cliente en la zona de Lo Aguirre [REDACTED].

La opción de menor precio corresponde al GLP envasado, donde Gasco y Lipigas tienen los menores precios y muy similares, mientras que Abastible es la opción más cara (mayor valor en aproximadamente 7 USD/MMBtu). El GLP granel de Lipigas presenta una tarifa casi igual a la del GLP medidor de Abastible.

➤ VII Región

En esta región la empresa distribuidora de gas natural corresponde a Gas Valpo, y sus precios son comparados con los valores de GLP medidor y GLP envasado de la comuna de Talca.

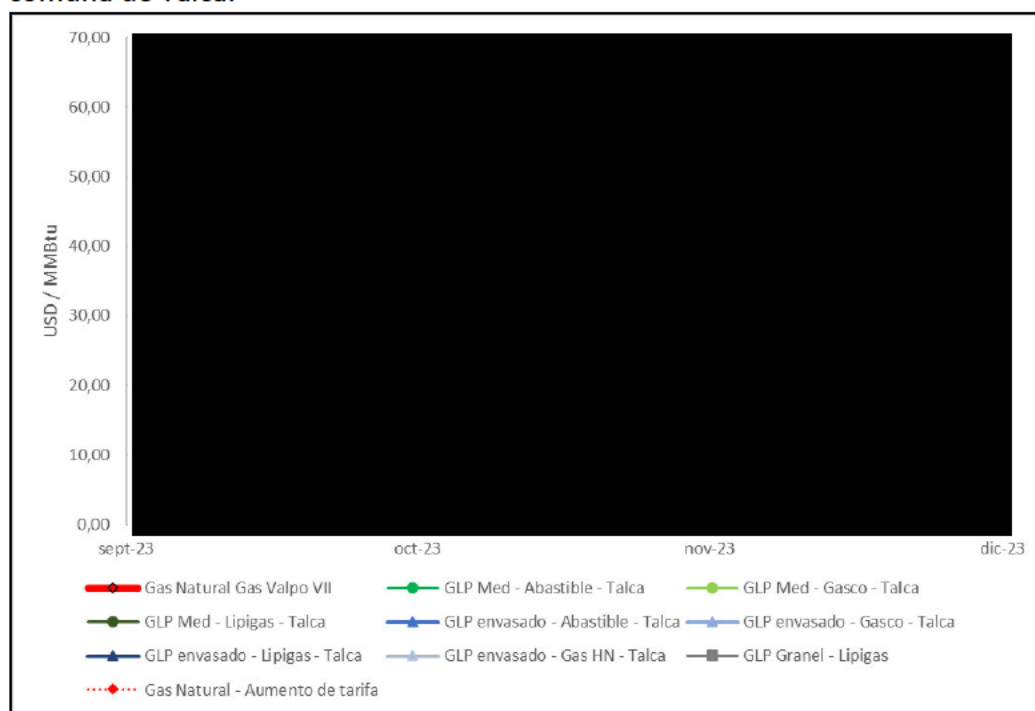


Gráfico 38. Precios de venta de gas natural y licuado según distribuidor en la Región del Maule.

El GLP medidor tiene mayor costo que el GLP envasado, con un costo máximo promedio de 61,7 USD/MMBtu para Gasco, y un mínimo promedio de 51

USD/MMBtu para Lipigas. El GLP granel presenta una tarifa muy cercana a las de GLP medidor de Lipigas y Abastible.

En el caso del GLP envasado, la tarifa de Lipigas y Gasco es muy similar, ambas menores que el precio de Abastible, con un máximo promedio de 47.5 USD/MMBtu.

El Gas Natural es una alternativa con costo en el rango del GLP envasado, con una tarifa menor al GLP envasado de Abastible. Al considerar el porcentaje de aumento de tarifa a cliente final, [REDACTED]

En esta comuna, hay una cuarta opción de empresa distribuidora de GLP envasado, Gas HN, la que tiene la tarifa más económica respecto a sus competidores, con un valor medio de 30,5 USD/MMBtu.

➤ VIII Región

En la región del Biobío se analizan los precios del GLP medidor y GLP envasado de la comuna de Concepción, respecto al valor del gas natural establecido por GasSur.

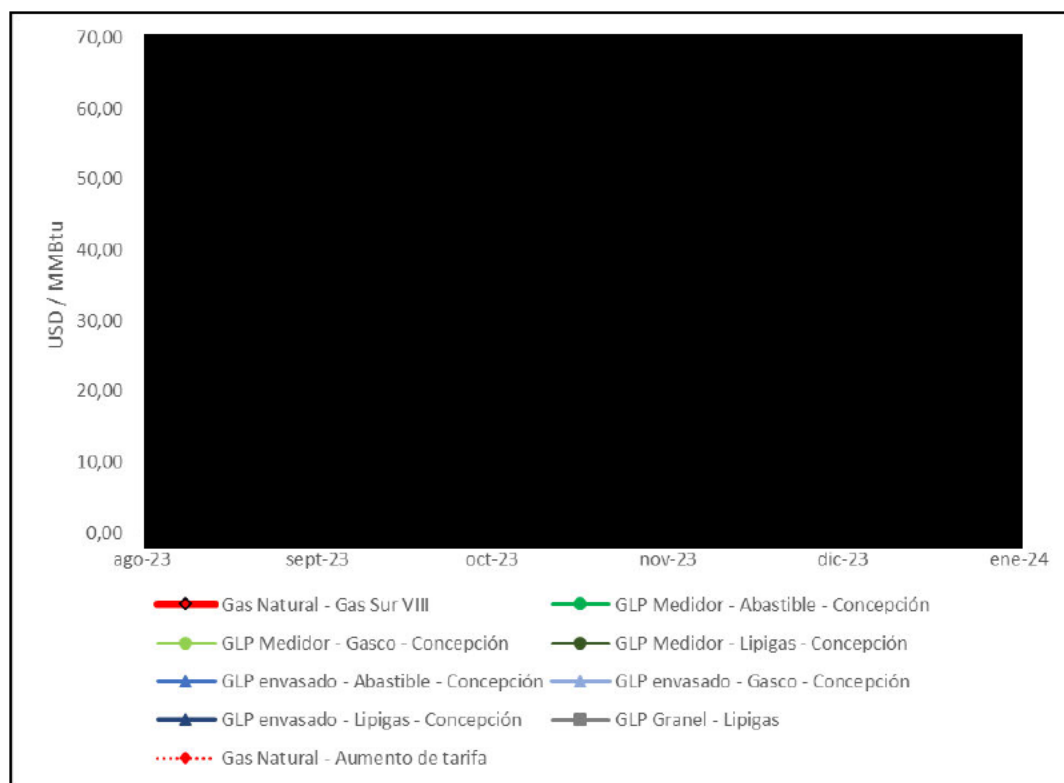


Gráfico 39. Precios de venta de gas natural y licuado según distribuidor en la Región del Biobío.

En el gráfico anterior se observa que los mayores costos corresponden al GLP medidor, siendo Gasco la opción de mayor precio con un promedio de 62,2 USD/MMBtu. Lipigas es la opción de GLP medidor más económica, sin embargo, sus precios han tenido una ligera alza que lo acerca al precio de Abastible. La diferencia promedio entre Lipigas y Gasco es de 10 USD/MMBtu.

El GLP granel se presenta como una tarifa intermedia entre el GLP medidor y GLP envasado, con valor muy similar al de GLP medidor de Lipigas.

El gas natural tiene una tarifa similar a la del GLP envasado ofrecido por Abastible, más barata por 2,3 USD/MMBtu en promedio. La opción de GLP envasado de menor precio es Gasco, seguida de cerca por Lipigas. La diferencia en promedio entre la tarifa de Gasco y Abastible es de 11,9 USD/MMBtu. El aumento de tarifa proyectado para el gas natural



➤ **X Región**

Para la Región de Los Lagos, se analizan las tarifas de GLP medidor y GLP envasado correspondientes a la comuna de Puerto Montt. En el caso del gas Natural, en este caso hay presencia de dos compañías distribuidoras, Metrogas y Lipigas.

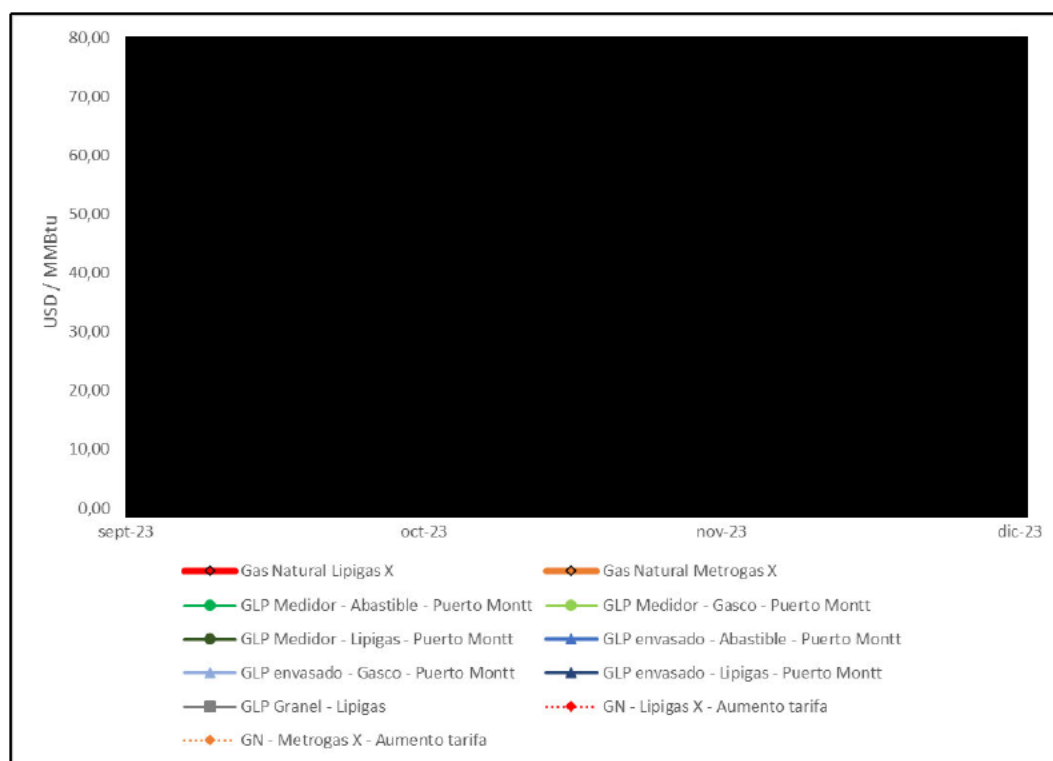


Gráfico 40. Precios de venta de gas natural y licuado según distribuidor en la Región de Los Lagos.

Del gráfico anterior, se aprecia que el costo del Gas Natural suministrado por [REDACTED]. El gas natural que comercializa [REDACTED] tiene un costo intermedio a las opciones de GLP envasado, menor al de Abastible y mayor a Gasco y Lipigas. Por otra parte, el gas natural que ofrece Metrogas se presenta como una opción con tarifas muy cercanas entre sí a GLP medidor de Lipigas, GLP medidor Abastible y GLP Granel.

Respecto al GLP envasado, la opción de mayor costo corresponde a Abastible, que es cercana pero mayor a la tarifa de gas natural de Lipigas, con un promedio de 48,9 USD/MMBtu. Para la empresa Lipigas, se cuenta con un solo dato registrado en el periodo de evaluación, el cual es menor que Abastible pero mayor que Gasco, empresa que tiene el menor precio registrado, con un promedio de 42,1 USD/MMBtu.

Para Lipigas, el aumento de tarifa proyectado [REDACTED]