



UNIVERSIDAD
Finis Terrae

UNIVERSIDAD FINIS TERRAE

FACULTAD DE DERECHO

MAGISTER EN DERECHO EN RECURSOS NATURALES Y MEDIOAMBIENTE

**TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE HIDRÓGENO VERDE POR
REDES DE GAS NATURAL EN CHILE:
ANÁLISIS NORMATIVO-TÉCNICO Y PROPUESTA REGULATORIA**

MATTIAS STIEPOVICH LÓPEZ

Artículo Académico presentado a la Facultad de Derecho de la Universidad Finis
Terrae, para optar al grado de Magister en Derecho en Recursos Naturales y
Medio Ambiente

Profesor Guía: FRANCISCO IRARRÁZAVAL ARMENDÁRIZ

Santiago, Chile

2021

**Transporte y Distribución de Hidrógeno Verde por Redes de Gas Natural en Chile:
Análisis Normativo - Técnico y Propuesta Regulatoria.
Magíster en Derecho en Recursos Naturales y Medio Ambiente
2020-2021, Universidad Finis Terrae**

Mattias Stiepovich López

Universidad Finis Terrae

Mattias.stiepovich@gmail.com

Resumen

El presente artículo académico tiene por finalidad aportar contenidos normativos mínimos o esenciales para la Reglamentación del Transporte y Distribución de Hidrógeno Verde por las Redes de Gas Natural en Chile, en pos de la descarbonización total de la matriz energética como parte de la solución a los efectos del cambio climático. Su fundamentación recae en las conclusiones obtenidas luego de realizar un análisis de la normativa técnica y política de comunidades y países internacionales que se encuentran a la vanguardia en el desarrollo de esta tecnología, junto con un estudio detallado tanto del marco regulatorio vigente en nuestro país como también el examen de la factibilidad y recomendaciones técnicas necesarias para su implementación.

Abstract

The purpose of this academic article is to provide minimum or essential normative content for the Regulation of the Transport and Distribution of Green Hydrogen through the Natural Gas Networks in Chile, in pursuit of the total decarbonization of the energy matrix as part of the solution for the climate change effects. Its foundation lies in the conclusions obtained after carrying out an analysis of the technical and political regulations of the international communities and countries that are at the forefront in the development of this technology, along with a detailed study of both the regulatory framework in force in our country as well as the examination of the feasibility and technical recommendations necessary for its implementation.

Palabras Clave: Hidrógeno Verde, Marco Regulatorio, Transporte y Distribución, Redes de Gas Natural, Mezcla de Hidrógeno, Contenido Normativo.

Key words: *Green Hydrogen, Regulatory Framework, Transport and Distribution, Natural Gas Network, Hydrogen Blending, Normative Content.*

Introducción

A la fecha de redacción de este artículo no es ninguna novedad hablar sobre la crisis energética mundial¹ en base al consumo de combustibles fósiles de forma irreversible, si es que no se toman medidas responsables y permanentes a escala global². A nivel local, el sector energético en nuestro país es el responsable del 78% de las emisiones contaminantes, por lo que la descarbonización de los sectores de electricidad, calefacción, transporte e industria es clave para lograr los objetivos de protección del clima³.

Debido a la urgencia para lograr la descarbonización total de la matriz energética y alcanzar los objetivos del Acuerdo de París⁴ para el 2050, ratificado por Chile⁵, se ha masificado y optado a nivel mundial por el uso de Energías Renovables No Convencionales como centros de generación no contaminantes, logrando múltiples beneficios económicos y sociales en el mediano plazo, sin contar con la reducción de emisión de gases de efecto invernadero (GEI)⁶. Bajo este contexto, el hidrógeno verde, esto es, aquel producido y utilizado como energía generada por fuentes renovables⁷, se perfila como el vector energético más prometedor del futuro para alcanzar estos fines⁸.

¹ International Energy Agency (2018).

² Henry Fontain (2019); p.10.

³ Sociedad Alemana para la Cooperación Internacional (GIZ) et al. (2019).

⁴ Naciones Unidas (2015).

⁵ United Nations Treaty Collection (2015).

⁶ Natural Resources Defense Council y Asociación Chilena de Energías Renovables (2013); p. 40.

⁷ International Energy Agency (2019).

⁸ International Energy Agency (2019).

Chile es un país privilegiado en el desarrollo de energías renovables, perfilándose como una de las naciones con mayor potencial para la producción y exportación de hidrógeno del mundo⁹, permitiendo que el precio de la energía favorezca la disminución en el costo de producción considerablemente¹⁰, siendo el hidrógeno verde más competitivo del planeta¹¹. El desarrollo de una industria del hidrógeno verde en Chile tiene el potencial de generar como mínimo 94 mil empleos para el año 2050¹², proyectando que su uso se expandirá a los sectores de la movilidad, residencial y de energía en el mediano y largo plazo¹³. Además, considerando que un 73% del uso energético de los hogares se destina a calefacción/climatización¹⁴, la opción a más corto plazo para el uso del hidrógeno en otro sector distinto al industrial es el de mezclarlo en las redes de gas natural para su uso residencial o su transformación en metano, ayudando a superar los problemas de calefacción en aquellos lugares donde el clima es más frío¹⁵.

Con todo, debido al continuo desarrollo e inversión de esta tecnología, para poder transformar al hidrógeno (H₂) en el vector energético del futuro, es imprescindible una política y regulación normativa cuidadosamente diseñada¹⁶, a fin de cumplir con las metas de reducción de emisiones acordadas a nivel mundial¹⁷. En Chile todavía no existen normas concretas que regulen al hidrógeno, siendo actualmente clasificado como una sustancia peligrosa, específicamente, como gas inflamable¹⁸, requiriendo una actualización regulatoria que cumpla con los estándares internacionales de regulación.

⁹ Vásquez, Salinas y Sociedad Alemana para la Cooperación Internacional (GIZ) (2019), p. 12.

¹⁰ Internacional Renewable Energy Agency (IRENA) (2019); p. 36

¹¹ International Energy Agency (2020).

¹² HInicio Latam (2020), p. 61.

¹³ Fichtnet GmbH & Co.KG (2020), p. 14.

¹⁴In – Data Spa y CDT (2019); p. 55. f

¹⁵Fichtnet GmbH & Co.KG (2020), p. 14.

¹⁶ International Energy Agency (2019).

¹⁷ Hydrogen Council (2021).

¹⁸Centro de Energía UC (2020); p. 31

Bajo este contexto de urgencia de actualización normativa, el *Informe Final* de la *Proposición de Estrategia Regulatoria del Hidrógeno para Chile*¹⁹, levantó una línea base y propuso un plan de acción nacional para desarrollar un marco regulatorio del hidrógeno como matriz energética, estableciendo un total de veinte recomendaciones reglamentarias que debían implementarse en nuestro país en el corto, mediano y largo plazo.

El presente artículo tiene por objetivo proponer los contenidos normativos mínimos de una de esas propuestas, correspondiente a la regulación del Reglamento de transporte y distribución de hidrógeno por cañerías y gaseoductos de la red de gas en Chile. Para lograr el cometido, se comenzará realizando un estudio de la normativa internacional de los países y comunidades líderes de la materia y sobre la seguridad en el manejo de esta energía, se continuará examinando la regulación nacional vigente y se terminará exponiendo el estado actual de la red de gas natural en Chile y su factibilidad técnica para la mezcla o inyección de hidrógeno.

La originalidad de este artículo recae en las propuestas de contenidos normativos inexistentes hasta la fecha, pero cuya regulación ya encuentra plazo definido, situándose en un momento oportuno dentro de la actualización en la planificación energética pública del país.. Además, la escasez investigativa y doctrinaria de este tema en particular, facultan que este artículo pueda ser un aporte para el desarrollo de la investigación e implementación docente y administrativa para el transporte y distribución de hidrógeno verde por las redes de gas natural en Chile.

Desarrollo

- 1. Análisis normativo internacional para el transporte y distribución de hidrógeno por redes: Unión Europea, Alemania, Gran Bretaña, Holanda, Estados Unidos y Japón.**

¹⁹ Centro de Energía UC (2020); p. 31

A nivel comparado, la tecnología del hidrógeno es controlada a través de códigos y estándares de una manera similar a otros combustibles²⁰, clasificándose como normas primarias, que se aplican a sistemas completos; y las secundarias, que regulan componentes y materiales²¹.

En este sentido, la Unión Europea (UE) lleva desde hace unos años un plan de descarbonización que se alinea a lo acordado en el Acuerdo de París, actualizando las políticas dirigidas a este fin, muchas de ellas enfocándose en los puntos sugeridos por la Agencia Internacional de Energía²². En general, las directivas y reglamentos de la UE fomentan el uso de tecnologías con hidrógeno y se han enfocado en su uso como combustible. Además de estos, hay otros actos legislativos en las áreas de salud y seguridad, derecho ambiental, derecho laboral y derecho de la movilidad que afectan indirectamente la implementación de tecnologías del hidrógeno a fin de que cada Estado miembro, acorde a las directrices europeas, elabore un plan nacional integrado de energía y clima que cubran las dimensiones de la estrategia de la UE a largo plazo.

En cuanto al tema específico de este trabajo, la Unión Europea subraya la necesidad de un enfoque energético integrado, en el que se puedan aprovechar las sinergias en el funcionamiento de las redes de electricidad, gas y calefacción, aspirando a investigar cómo integrar el hidrógeno renovable en las redes de gas gradualmente, lo que podría sustancialmente contribuir a la "ecologización" de la infraestructura de gas y la descarbonización de los sectores de calefacción y refrigeración, así como reducir las importaciones de gas natural, destacando además que el hidrógeno verde inyectado a partir de la electrólisis podría mejorar el uso eficiente de energías renovables variables e intermitentes²³.

Es importante destacar, que en cuanto al marco regulatorio general y específico de la Unión Europea y sus miembros, se ha establecido un proyecto emblemático destinado a impulsar la

²⁰ Rivkin, C., Burgess, R., & Buttner, W. (2015), p. 12.

²¹ Centro de Energía UC (2020), p. 42.

²² International Energy Agency (2019).

²³ Federal Ministry Republic of Austria (2018), p.12.

absorción del mercado de las tecnologías de hidrógeno, proporcionando a los desarrolladores de mercado una visión clara de las regulaciones y normativas aplicables, a la vez que pretende llamar la atención de los responsables políticos sobre las barreras legales a eliminar y las recomendaciones sobre cómo eliminar dichas barreras, llamado *HyLaw*²⁴.

La Comunidad, a través del Proyecto *HyLaw*, creó el concepto de *Power-togas (PtG)*, en el contexto del acoplamiento sectorial, que significa la conversión, por electrólisis de agua, de energía eléctrica en un portador de energía gaseosa como hidrógeno o metano sintético, seguido de la inyección del hidrógeno o el sintético metano en la red de gas. Este proceso, declaran, generalmente involucra al Operador de Servicios de Distribución de Gas (DSO) local para mezclar y entregar gas natural rico en hidrógeno a través de las conexiones de la red local y los clientes, pero también puede implicar el uso de la red de gas a presión, de larga distancia, gestionada por un Operador de Servicios de Transmisión (TSO) y que puede tener un interfaz de red con conexiones internacionales a la red de gas.

De acuerdo al reporte específico de la Unión Europea, la comunidad de *HyLaw* declara que para que *PtG* tenga lugar, es requerido un marco legal que cubra (entre otras cosas): (i) acceso a la red de gas; (ii) un marco para el permiso para conectarse a la red de gas e inyectar / mezclar hidrógeno en la red; (iii) un régimen financiero / de pagos y facturación para la recepción, transporte y suministro de hidrógeno o hidrógeno natural rico gas que cumple con los requisitos de calidad para los clientes y (iv) los regímenes de seguridad para las instalaciones de almacenamiento temporal de hidrógeno, y la conexión, mezcla e inyección de hidrógeno a la red de gas, junto con los regímenes de seguridad para los equipos domésticos, comerciales y de otros usuarios finales conectados a la red²⁵.

²⁴ El proyecto reúne a 23 socios de Austria, Bélgica, Bulgaria, Dinamarca, Finlandia, Francia, Alemania, Hungría, Italia, Letonia, Noruega, Polonia, Rumania, España, Suecia, Portugal, Países Bajos y Reino Unido y está coordinado por *Hydrogen Europe*. Para mayor información: <https://www.hylaw.eu/about-hylaw>

²⁵ *HyLaw* (2019), p.21.

Con todo, pese a que las redes de gas europeas se han liberalizado y abierto a la competencia del mercado durante los últimos 20 años a través de Directivas y Reglamentos²⁶ que dan acceso a mercados de gas (y electricidad) y procedimientos operativos y de fijación de precios claros para el acceso a la red y la operación, estos se han basado en almacenamiento, transmisión, distribución y suministro de gas natural basado en el cliente, sin contar con cobertura legal específica que permita o regule la inyección de hidrógeno en la red de gas a nivel de distribución o de transmisión en toda la UE²⁷. Por otro lado, la normativa gestiona los procedimientos operativos y de seguridad de la red para las redes de gas, pero en la actualidad existen límites nacionales diferentes exigidos legalmente para los niveles permisibles de concentración de hidrógeno dentro de los flujos de gas y enfoques nacionales para el permiso para inyectar hidrógeno y acuerdos de pago por el hidrógeno inyectado.

Por ello, el reporte de *HyLaw* concluye que el marco legal del sector del gas (natural) en sí es completo, pero este se ha elaborado en torno a procedimientos operativos basados en gas natural y actividades relacionadas con el mercado para transmisión, distribución y suministro en régimen de servicio público. El marco regulatorio actual no se lleva bien ni cubre adecuadamente el acceso a la red para inyección de hidrógeno, provocando barreras en cuanto a la inexistencia de una posición legal clara e inequívoca para los procedimientos operativos y de seguridad de la red y para la concentración de hidrógeno en la red de gas; la inconsistencia de la aplicación de la metodología de los arreglos de pago y facturación del gas natural (basado en el poder calórico del mismo) con las *PtG* rico en hidrógeno; y la incertidumbre en las características de la llama y el calor de los aparatos de quema de gas al cambiar la composición del mismo con concentraciones más altas en hidrógeno²⁸.

²⁶ En particular: Directiva 2009/73/CE; Reglamento (CE) N° 714/2009; 715/2009 y 713/2009.

²⁷ El marco regulatorio vigente de la Unión Europea que aplica directa o indirectamente a actividades de hidrógeno y PtG son los siguientes: a) *Regulation (EC) No 713/2009 of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009*; b) *Regulation (EU) 2015/703 of 30 April 2015*; c) *Commission Regulation (EU) 2017/460 of 16 March 2017*; d) *ATEX Directive 2014/34/EU*; e) *Regulation (EU) 2016/426 of the European Parliament and of the Council of 9 March 2016*; f) *Directive (EU) 2018/2001 of The European Parliament and of the Council of 11 December 2018*.

²⁸ *HyLaw* (2019), p.23.

Teniendo esto en consideración, el reporte estableció las siguientes recomendaciones para un marco regulatorio acorde para la implementación del transporte y distribución de hidrógeno verde por redes de cañerías: a) incluir a los operadores de la red de gas en los marcos reglamentarios pertinentes de la UE, para asegurar una igualdad de trato y condiciones en toda la comunidad; b) establecer un enfoque común para gestionar la seguridad del gas y los requisitos de cumplimiento para la conexión y operación de la red, tales como sitios de generación, mezcla, conexión e inyección y equipos y operaciones relacionados para mezclas de hidrógeno e hidrógeno potencialmente puro, determinando un umbral superior aceptable en las concentraciones de hidrógeno para permitir la planificación de la red; c) establecer un marco de garantía de origen y/o el esquema de rastreo, siendo necesario incluir incentivos en la fijación de precios y tarifas para la inyección de hidrógeno verde en la red de gas natural, compensando los costos de alimentación y conexión y; d) en cuanto a la preocupación en torno a la seguridad y umbral operativo de los aparatos quemadores de gas del usuario final (doméstico, comercial o industrial), establecer revisiones de la regulación de gas y una evaluación de la cadena de suministro de los impactos económicos, para validar y permitir la transición a la operación de la red de gas con niveles mayores de concentración de hidrógeno²⁹.

Por otro lado, en cuanto al análisis individual de países, las políticas y estrategias empleadas en cada nación dependen del contexto social, político, económico y cultural, así como también la disponibilidad de recursos y en la infraestructura existente. De esta forma, en algunas naciones el enfoque es preparar el terreno para productos y grandes mercados del hidrógeno mediante el uso de oportunidades basadas en la explotación de combustibles fósiles y adoptar una transición a hidrógeno bajo en carbono. En otros, en cambio, han decidido enfocarse en la creación de productos y mercados que se basen únicamente en hidrógeno verde o bajo en carbono desde un comienzo³⁰.

Alemania, por ejemplo, ha establecido un plan de descarbonización, proyectando producir hidrógeno principalmente a partir de la electrólisis del agua con electricidad de origen

²⁹ HyLaw (2019), pp. 23-24.

³⁰ Fichtnet GmbH & Co.KG (2020), p. 66.

renovable, para ser utilizada tanto en el almacenamiento prolongado de energía, como en el sector de la movilidad³¹. El país ha tenido un liderazgo importante en el desarrollo de las tecnologías del hidrógeno, siendo también impulsor del concepto *Power to X*, aprovechando el exceso de generación, especialmente de energía eólica. En lo que se refiere a infraestructura para transporte, Alemania cuenta actualmente con 70 estaciones de carga de hidrógeno. Los planes contemplan llegar a 1000 estaciones el 2030.³² Además, el país cuenta con una red de hidrógeno a nivel internacional, ubicada cerca de Frankfurt, la cual obtiene hidrógeno como un producto secundario en la generación de cloro³³.

En términos de distribución de hidrógeno por redes de cañerías, la legislación alemana hace una distinción entre la planta de generación de hidrógeno y la planta de alimentación a la red de gas, siendo esta última parte de la red de suministros y, por ende, propiedad del operador de la red de gas. De esta manera, es el operador quien planifica y construye esta planta y se ocupa de las aprobaciones necesarias, como la línea de suministro, el equipo de medición y el sistema de alimentación. Por tanto, es el operador de la planta de hidrógeno el único responsable del sistema técnico perteneciente a la generación del hidrógeno³⁴.

Regulatoriamente hablando, en Alemania el hidrógeno verde y el metano producido sintéticamente están incluidos en la definición de biogás según la Ley de la industria energética, contando a su vez con privilegios en la Ordenanza sobre el acceso a la red de gas, regulados en la Ordenanza de Acceso a la Red de Gas y en la Ordenanza de Cargos por Redes de Gas, tales como una conexión e inyección privilegiada, eliminación de tarifas de alimentación, pago de costos de red y asignación de costos a cargo de los operadores de redes de gas³⁵. De acuerdo a esto, el operador de la red asume el 75% de los costos de conexión de la red y el interesado en desarrollar el proyecto asume el 25% restante, si la línea de conexión es de hasta 10 km de largo. Para los tramos de línea superiores a 100 kilómetros, el promotor

³¹ Bundesministerium für Bildung und Forschung (2020).

³² Philipp Braunsdorf (2018), p. 10.

³³ Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMWI) (2016).

³⁴ Fichtnet GmbH & Co.KG (2020), p. 67.

³⁵ HyLaw (2018), p.25.

del proyecto es responsable del 100% de los costos adicionales. Finalmente, el operador de la red está obligado a dar prioridad a la alimentación con hidrógeno producido de forma regenerativa.

Continuando con el análisis internacional, Gran Bretaña ha sido líder en la evaluación de descarbonización de redes, junto con iniciativas para validar la operación de la red de gas con umbrales de hidrógeno significativamente más altos que de los que se prueban en países como Dinamarca, Francia y Nueva Zelanda³⁶. Cuenta con una red de gas de clase mundial y el gas domina su curva de suministro de calor, calentando el 83% de sus edificios y proporcionando la mayor parte de su calor industrial. La mezcla de hidrógeno al 20% molar con gas natural ahorraría alrededor de 6 millones de toneladas de emisiones de dióxido de carbono cada año, el equivalente a la eliminación de 2,5 millones de autos en carretera³⁷.

De hecho, en cuanto a la inyección de hidrógeno en la red de gas natural, el proyecto *HyDeploy* destaca como el primer proyecto práctico del Reino Unido que demuestra que el hidrógeno puede mezclarse con seguridad en el sistema de distribución de gas natural sin necesidad de cambios en los equipos y la consiguiente interrupción del servicio³⁸.

De los países y comunidades analizados, Reino Unido cuenta con el marco regulatorio más vasto y específico en cuanto a la distribución de hidrógeno por redes de tuberías en ciudades, siendo además una de las naciones que más invierte en esta área en específico. Entre ellas, destacan Regulaciones sobre el manejo Seguro de Gas (*Gas Safety (Management) Regulations*) 1996; el Programa Colaborativo H21), que a través de una serie de proyectos busca apoyar la transición de la red de gas a 100% hidrógeno; *2016 H21 Leeds City Gate*, que trata sobre la Conversión de la red de gas de la ciudad de Leeds a hidrógeno; *H21 Competencia de Innovación en las Redes (Network Innovation Competition) (NIC)*, que trata sobre un programa con un fondo de 10.3 millones GBP para entregar evidencia cuantificada acerca de la seguridad en las redes y así poder tomar una decisión con información sobre el

³⁶ HyLaw (2018). p.12.

³⁷ Isaac, T. (2019), pp. 114- 125.

³⁸ Isaac, T. (2019), pp. 114- 125.

uso de hidrógeno en la red de gas existente y el *Proyecto Hydeploy*, el cual pretende establecer un aumento del límite de hidrógeno permitido en la red de gas hasta un 20 Vol.-%³⁹.

Sin embargo, es de la opinión de la UE que en Reino Unido no existe un marco de pago formal, claro y coherente para la transmisión de hidrógeno, que cubra las tarifas de conexión y los cargos, o que cubra la remuneración del hidrógeno suministrado/ inyectado. En este sentido, si bien no existen principios de fijación de precios para las redes de gas reguladas de otro modo para proporcionar un nivel de claridad sobre la valorización de los flujos de gas rico en hidrógeno, los sistemas *Power-toGas* tienen una justificación de negocio limitada y no pueden ir más allá de los proyectos de demostración. Además, si bien el marco legal tiene Directivas y Reglamentos específicos a nivel de transmisión y distribución, no hay una cobertura específica que regule la inyección de hidrógeno que se aplique a cualquier nivel en la UE y en el Reino Unido⁴⁰.

Otro país interesante de analizar a nivel europeo es Holanda (Países Bajos), ya que históricamente ha sido un país de gas. Por lo tanto, cuenta con una gran experiencia y una extensa infraestructura de gas existente, jugando un papel importante en Europa en el suministro de gas, que será esencial para el siguiente paso en la infraestructura basada en la energía del hidrógeno.

En cuanto a su marco regulatorio, la inyección de hidrógeno a nivel de transmisión y distribución está contenida en la Ley de Gas Holandesa, que define al gas natural como aquel compuesto por más del 50% de metano y al gas procedente de fuentes de energía renovable como aquel que contenga más del 50% de metano y cumpla con el *Decreto Ministerial de Calidad del Gas*. Esto significa que la *Autoridad Holandesa de Consumo y Mercado* solo puede determinar las tarifas del gas de acuerdo con la Ley del gas, lo que para gases con menos de 50% de metano (y por lo tanto sin "gas" en el sentido de dicha ley) no se pueden determinar las tarifas. Además, la inyección de hidrógeno en la red de gas solo está permitida

³⁹ Sadler, Dan, et. al. (2017).

⁴⁰ HyLaw (2018), p.12.

hasta la concentración máxima especificada en el *Decreto Ministerial de Calidad del Gas*, que solo permite inyectar hidrógeno hasta 0.02 molar% para la Red de Transmisión de Alta Presión y 0,05% molar% para la Red de Transporte Regional, lo que significa que en la práctica nada (o muy poco) hidrógeno puede ser inyectado en las redes de gas, creando una barrera importante para la transición energética. Por otro lado, la legislación holandesa que regula el transporte de hidrógeno a través de las redes de gas está contenida en la *Ley de Progreso de Transición Energética* de 2018, que analiza su cometido desde un punto de vista legislativo, limitando las actividades permitidas de la empresa de la red y señalando las restricciones de las tareas permitidas por parte del administrador de la red.

De esta forma, pese al potencial por la infraestructura existente de redes de gas natural, en los Países Bajos todavía no está permitido legalmente inyectarlo, transportar o distribuir cualquier cantidad significativa de hidrógeno a través de la red de gas holandesa, por lo que los informes de la UE han establecido que se necesitan cambios técnicos y cambios en las regulaciones, códigos y estándares para la cadena de valor del gas en esta materia, con el fin de cumplir con el Acuerdo de París 2015⁴¹. Con todo, durante julio de 2021 el Gobierno Holandés presentó el proyecto de reemplazo de las actuales cañerías de gas natural por hidrógeno verde en su 100%, por lo que, con certeza, este país se posicionará como uno de los líderes a nivel normativo y técnico en el mediano plazo⁴².

Como contrapartida a la regulación europea, varios artículos que han recopilado la actividad de distintas industrias y la academia coinciden en que Japón es quien lidera el desarrollo tecnológico asociado al hidrógeno en estos momentos⁴³, por lo que es una pieza clave en el análisis regulatorio del transporte de hidrógeno por las redes de gas.

En Japón, el Plan Estratégico de Energía para implementar el desarrollo del hidrógeno verde fue aprobado por el Gobierno en 2017, donde se afirma que es esencial para dicho país formular una hoja de ruta hacia la realización de una “sociedad del hidrógeno”, contemplando

⁴¹ HyLaw (2019), p.20.

⁴² Hylaw (2021).

⁴³ Vásquez, Salinas y Sociedad Alemana para la Cooperación Internacional (GIZ) (2019), p. 61.

todos los sectores concebibles para hacer uso del hidrógeno, objetivos a alcanzar en cada paso de fabricación, transporte y almacenamiento de hidrógeno y esfuerzos de colaboración entre la industria, la academia y el gobierno para lograr estos objetivos⁴⁴. Los programas japoneses prevén importaciones masivas de hidrógeno para transporte marítimo desde Australia y muchas otras partes del mundo. En el corto plazo, el hidrógeno será producido por la gasificación del carbón y otros hidrocarburos combinados con el secuestro de carbón, pero a medio y largo plazo se prevé que será reemplazado por hidrógeno a partir de recursos renovables⁴⁵.

Sin embargo, debido a la topografía montañosa del país, los sistemas de redes de tuberías de gas natural en Japón son limitados (la mitad de la red existente en comparación a Alemania) y está mucho menos interconectado a través del territorio de la nación⁴⁶. Por ello, Japón no cuenta con un marco regulatorio de esta área en particular.

Finalmente, el último país a analizar, como líder en el desarrollo de hidrógeno verde, es Estados Unidos, específicamente, el estado de California, debido a que este estado ha asumido un compromiso enérgico en apoyar la implementación de estaciones de hidrógeno para cubrir la demanda anticipada de combustible para vehículos con pila de combustible, consistente en 20 MM USD/año desde 2014 hasta el 2024, es decir, 200 MM USD para llevar el número total de estaciones a 94 en 2023, además, se determinó una meta de reducción en las emisiones de gases de efecto invernadero del 40% en el período de 1990 hasta el 2030⁴⁷. Los requerimientos de seguridad para uso de hidrógeno a nivel industrial del país están bien desarrollados⁴⁸ y han sido elaborados históricamente por la *National Fire Protection Association (NFPA)* y la *Compressed Gas Association (CGA)*, abordados en distintos códigos y estándares que definen requisitos de construcción, operación y mantenimiento de los sistemas de producción, almacenamiento y dispensación del hidrógeno.

⁴⁴ Consejo Ministerial de Energía Renovable, Hidrógeno y Temas Relacionados de Japón (2017), pp. 17-34.

⁴⁵ TMG (2016).

⁴⁶ Nagashima (2018), p. 43.

⁴⁷ *National Conference of State Legislatures* (2019).

⁴⁸ Rivkin, C., Burgess, R., & Buttner, W. (2015), p. 12.

Con todo, es importante destacar que no hay leyes ni reglamentos sobre la mezcla de hidrógeno en las redes de gas natural en los EE. UU, ni siquiera en California, pero existe el reporte técnico NREL/TP-5600-51995, que establece que se puede usar menos del 15 Vol.% sin incremento significativo de riesgos⁴⁹. De todas formas, para los efectos del desarrollo de la hipótesis de este trabajo, es importante destacar que en el reporte *Blending Hydrogen into Natural Gas Pipeline Networks: A Review of Key Issues* del Departamento de Energía de Estados Unidos, se analizaron en 2013 siete cuestiones clave relacionadas con la mezcla de hidrógeno en un gasoducto, a saber, beneficios de mezclar; extensión de la red de gasoductos en EE.UU.; impacto en los sistemas de uso final; seguridad; gestión de la durabilidad e integridad de los materiales; fugas; y extracción aguas abajo⁵⁰.

2. Análisis comparado en cuanto a la seguridad en la manipulación y transporte del hidrógeno

Un punto en que toda la regulación internacional comparte y busca solucionar de forma conjunta es la seguridad en la manipulación y transporte de este gas, por lo que se tratará este tema de forma independiente y transversal, exponiendo aquellos aspectos más relevantes que buscan prevenir al máximo cualquier consecuencia negativa de este combustible.

El hidrógeno ha sido utilizado de forma segura por muchas décadas en la industria, por ello, para su uso y transporte seguro el diseño de las estructuras para dicho fin debe considerar las propiedades de este elemento (que se grafican en la tabla posterior). En este sentido, el hidrógeno es el elemento más liviano y pequeño, siendo gaseoso a condiciones normales. Es 14 veces más liviano que el aire, por lo que asciende y se dispersa rápidamente. Se puede encontrar en estado líquido sólo a temperaturas extremadamente bajas (-253° C). Además, el hidrógeno es un gas incoloro, inodoro, insípido, altamente inflamable y no es tóxico, pero puede debilitar algunos metales. La llama producto de la combustión del hidrógeno es casi invisible y solo puede ser vista con una cámara infrarroja. En tanto, otros combustibles como

⁴⁹ M. W. Melaina, O. Antonia, and M. Penev (2013), p. 1.

⁵⁰ Í M. W. Melaina, O. Antonia, and M. Penev (2013), p. V-XII.

el propano y el gas natural, si bien también son inodoros, se les añade olor, el cual contiene azufre para que las personas puedan detectarlo, lo cual no sucede con el H₂⁵¹.

Característica	Peligro Potencial	Medida de Control
Incoloro, Inodoro, Insípido.	Imposible de detectar por un humano.	Sensores de detección.
Baja viscosidad, átomo muy pequeño (puede ser absorbido en materiales).	Fugas, debilitamiento de ciertos materiales que pueden resultar en fallas estructurales.	Sistemas de detección de fugas, ventilación y selección adecuada de materiales.
Baja densidad energética volumétrica.	Almacenamiento a altas presiones.	Diseño adecuado de contenedores de almacenamiento, dispositivos de alivio de presión.
No respirable (sin oxígeno).	Peligros por acumulación en espacios confinados (como cualquier gas que no tiene oxígeno).	Sistemas de detección de fugas, ventilación.
Amplio rango de inflamabilidad.	Se puede encender en un amplio rango de concentración, por lo tanto, las fugas de cualquier magnitud son de cuidado.	Sistemas de detección de fugas, ventilación.
Energía mínima de ignición muy baja.	Una pequeña chispa lo puede encender.	Ventilación, tomas de tierra, sistemas de eliminación de posibles fuentes de ignición.

⁵¹ Vásquez, Salinas y Sociedad Alemana para la Cooperación Internacional (GIZ) (2019), p. 55.

Baja temperatura de licuefacción.	Quemaduras criogénicas y daño pulmonar.	Sistemas de detección de fugas, equipos de protección personal.
Rápido cambio de fase de líquido a gas.	Explosiones de presión.	Dispositivos de alivio de presión, sistemas de detección de fugas.

El hidrógeno comparte similares características respecto a combustibles convencionales y de uso común. Es decir, es posible categorizarlo en cuanto a su densidad relativa; temperatura de auto ignición; rango de inflamabilidad; y energía mínima de ignición, como se muestra en la siguiente tabla⁵²:

	Hidrógeno	Gas Natural	Propano	Vapor de Gasolina	Comentarios
Densidad Relativa	0,07	0,55	1,52	4	El H2 es 14 veces más ligero que el aire.
Temperatura de auto ignición	1.085°C	1.003°C	914°C	450°C	El H2 y el gas natural tienen similares temperaturas de auto ignición, siendo 2 veces más alto que el vapor de la gasolina.
Rango de Inflamabilidad	4%-75%	5%-15%	2,1%-10,1%	1,4%-7,6%	El H2 tiene un amplio rango de inflamabilidad, sobre todo cuando

⁵² Vásquez, Salinas y Sociedad Alemana para la Cooperación Internacional (GIZ) (2019), p. 57.

					el ratio hidrógeno- aire es 29%.
Energía Mínima de Ignición	0,02 mj	0,29 mj	0,26 mj	0,24 mj	En condiciones óptimas de combustión, el H2 puede encenderse con mínima energía (una pequeña chispa).

En la práctica, tres puntos constituyen el marco básico para el manejo seguro del hidrógeno: la identificación de los riesgos potenciales para el tipo de aplicación en particular; la disposición de instalaciones técnicas fiables para detectar fallos en componentes y sistemas; y el análisis de los posibles efectos de las fugas de gas, en todas las condiciones en que la aplicación del hidrógeno deba funcionar⁵³. La mezcla o inyección de hidrógeno en redes de gas natural puede reducir significativamente las emisiones de GEI si se utiliza hidrógeno de bajas emisiones. Sin embargo, la implementación de mezclas de hidrógeno en la red de tuberías de gas natural introduce consideraciones de composición, presión, compatibilidad de materiales y funcionamiento del aparato y, en algunos casos, extracción de hidrógeno, para asegurar que se logre un sistema de suministro de gas robusto⁵⁴. A ello, también es importante agregar, como se indicó anteriormente, consideraciones en cuanto a las condiciones sanitarias y ambientales en los lugares de trabajo.

Finalmente, pero no menos importante, para la seguridad no sólo juega un rol importante la tecnología, sino que también es necesario entrenamiento e instrucciones de operación especiales para el usuario, donde se incluya la obligatoriedad de capacitación del personal y utilización de elementos de protección personal específicos para la realización de las tareas.

⁵³ Vázquez, Salinas y Sociedad Alemana para la Cooperación Internacional (GIZ) (2019), p. 57.

⁵⁴ Zen and the Art of Clean Energy Solutions (2019), p. 66.

A modo de conclusión de este acápite sobre la seguridad es importante destacar la normativa internacional recomendada para un uso seguro del hidrógeno por cañerías y gasoductos, como se grafica en la siguiente tabla⁵⁵:

Documento Regulatorio	Normativa Internacional
Reglamento general de instalaciones e hidrógeno combustible	NFPA 2, ISO 16110, ISO 22734, SAE J2601, SAE J2601/2, SAE J2601/3, ANSI/CSA HGV 4.8, ISO 14687.
Reglamento de almacenamiento de sustancias peligrosas (Dto 43/2016)	NFPA 2
Reglamento sobre condiciones sanitarias y ambientales en los lugares de trabajo (Dto 594/2018)	NFPA 2, Directiva 1999/92/EC, Directiva 2014/68/EU, Directiva 2012/18/EU, Directiva 2014/34/UE, Directiva 98/24/CE, 29 C.F.R. §1910.103, 29 C.F.R. §1910.101, 29 C.F.R. §1910.119.
Reglamento de transporte y distribución de hidrógeno por cañerías.	ASME B31.12, EIGA 121/14 (CGA G-5.6), 49 C.F.R. §171 a 180.

3. Marco Regulatorio del Hidrógeno en Chile

En Chile, el hidrógeno es clasificado como una sustancia peligrosa y, según la NCh382.Of 98:2003, pertenece a la Clase 2.1, gases inflamables. Por lo tanto, la reglamentación que regula su uso es aquella que trata el almacenamiento y transporte de sustancias peligrosas, y las que rigen la higiene y seguridad en los lugares de trabajo⁵⁶. Como se ha indicado, en Chile todavía no existen normas específicas que regulen el hidrógeno, a diferencia de otras formas de energía⁵⁷.

⁵⁵ Centro de Energía UC (2020); p. 71.

⁵⁶ Centro de Energía UC (2020); p. 31.

⁵⁷ En el caso de la electricidad, por ejemplo, la Ley General de Servicios Eléctricos y el Reglamento General de Servicios Eléctricos regulan de forma minuciosa la producción, el transporte, la distribución, el régimen de concesiones y tarifas de la energía eléctrica y las funciones del Estado relacionadas con estas materias.

En relación con el hidrógeno como gas, existen tres normas que involucran la identificación de los gases y el transporte de los mismos para los fines de este artículo: el Decreto Supremo N°280, de 2009, del Ministerio de Economía, denominado “Reglamento de Seguridad del Transporte y Distribución de Gas de Red”; el Decreto N° 66 de 2007, del Ministerio de Economía, llamado “Reglamento de Instalaciones Interiores y Medidores de Gas”; y el Decreto N° 191 de 1996 (última modificación realizada en 2017) del Ministerio de Economía, que “Aprueba el Reglamento de Instaladores de Gas”.

El Decreto Supremo N° 280 del Ministerio de Economía, promulgado el 28 de octubre de 2009 y publicado el 7 de abril de 2010 consta de tan solo treinta y tres artículos. En él, se establecen los requisitos mínimos de seguridad que deben cumplir las redes de transporte y distribución de gas de red, nuevas y en uso, respecto de su diseño, construcción, operación, mantenimiento, reparación, modificación e inspección y término de operación. Además, se establecen las obligaciones de las personas naturales y jurídicas que intervienen en esas instalaciones, a objeto de desarrollar dichas actividades en forma segura, minimizando los riesgos de manera tal que no constituyan peligro para las personas y cosas (artículo 1°).

En cuanto a la responsabilidad, el Reglamento establece en su Capítulo III que serán los propietarios y/u operadores los encargados de velar por la misma, ya sea desde el diseño de la red de gas hasta su término de operación, así como también de la mantención de las redes de gas en buen estado y en condiciones de evitar peligros para las personas o cosas, o interrupciones del servicio, junto con la conservación de diferentes estudios, planos y documentos técnicos utilizados para la construcción y mantención de las mismas. En materias de diseño, construcción, operación, mantenimiento, reparación, modificación e inspección y término de operación, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles podrá permitir el uso de tecnologías diferentes a las establecidas en el reglamento, siempre que se mantenga el nivel de seguridad que el texto normativo contempla o se fundamenten en normas o códigos nacionales o extranjeras.

Respecto a este punto en particular (Capítulo IV y V del Reglamento), se establece la aplicación de las especificaciones contenidas en normas, códigos y reglamentos extranjeros “internacionalmente reconocidos”, regulando de forma un poco más específica para las redes de gas que operen a presiones iguales o inferiores a 1 MPa (10 bar). Sin embargo, dichas normas carecen de una actualización, toda vez que eran las existentes y aplicables de forma previa a la promulgación del Decreto⁵⁸. Finalmente, el Reglamento establece que será el propietario, al dar término definitivo de las operaciones en una instalación, quien deberá adoptar las medidas de seguridad necesarias para garantizar que ellas no constituyan riesgo para la seguridad de las personas y sus bienes (sin especificar cómo).

Por otro lado, el Decreto 66 de 2007 del Ministerio de Economía (promulgado el 2 de julio de 2007 y publicado el 19 de julio del mismo año), que aprueba el “Reglamento de Instalaciones Interiores y Medidores de Gas”, consta de 106 artículos. Es decir, regula de forma extensa los requisitos mínimos de seguridad que deberán cumplir las instalaciones interiores de gas, sean individuales o colectivas, abastecidas a través de una red (gas de red) o de envases a presión (cilindros) como asimismo sus medidores de gas, que sean parte integrante de edificios colectivos o casas, de uso residencial, comercial, industrial y público, ya sea en su fase de proyecto, ejecución o construcción, medidores de gas, instalación de artefactos a gas, puesta en servicio y operaciones.

Además, el Reglamento referido señalada que las instalaciones de gas deberán ser realizadas por personas que cuenten con una certificación aprobada por la SEC, dando cuenta de todas aquellas tareas y/o modificaciones que se gestionen, previa comprobación de suministro general de la red (artículos 11 y siguientes). De igual forma, el decreto indica los requisitos y responsabilidades de las empresas constructoras de la red, de los fabricantes de los

⁵⁸ En este sentido, destacan el *Código ANSI/ASME B31.8-2007, "Gas Transmission and Distribution Piping System"*, de los Estados Unidos de Norteamérica, para los aspectos técnicos de diseño, construcción, instalación, revisión deconstrucción y ensayos de redes de transporte y/o distribución de gas de red; el *Código ANSI/ASME B31.8S-2004, "Managing System Integrity Of Gas Pipelines"*, para la gestión de integridad de tuberías; y el *Reglamento "DOT, Pipeline Safety Requirements, Part 191 - Part 192, Minimum Federal Safety Standards", Title 49, Code of Federal Regulations, Pipeline Safety"*, de los Estados Unidos de Norteamérica, 2007, para la operación y mantenimiento, entre otros.

artefactos, las empresas de gas, propietarios y consumidores, entre otras, además de señalar los requerimientos técnicos para los proyectos de instalaciones de gas.

Finalmente, el Decreto Supremo N° 191 de 1996 del Ministerio de Economía (su última versión es de 2017), aprueba el Reglamento de Instaladores de Gas. En sus once artículos, el Reglamento tiene por objeto establecer los requisitos mínimos que se debe cumplir para obtener las licencias de instalador de gas, y fijar disposiciones para un adecuado desempeño profesional, con el fin de garantizar que las instalaciones de gas cumplan con las condiciones mínimas de seguridad y que no constituyan un peligro para las personas y las cosas, previa certificación otorgada por la SEC (artículo 1°).

Como se puede apreciar, no obstante los tres Reglamentos analizados regulan de forma específica/técnica el transporte y la distribución del gas en red, y pese a que el transporte del hidrógeno verde por cañerías será en su estado gaseoso, la normativa existente es insuficiente en cuanto hidrógeno se refiere. No se hace una diferenciación en cuanto a sus características, ni menos se establecen condiciones mínimas de seguridad, suministro o manipulación.

4. Factibilidad Técnica de Inyección o Mezcla de Hidrógeno y Redes de Gas en Chile.

En agosto de 2021, la Sociedad Alemana para la Cooperación Internacional (GIZ), en coordinación con el Ministerio de Energía de Chile, publicaron un estudio llamado “Inyección de Hidrógeno en Redes de Gas Natural”, donde identificaron los antecedentes y factores claves que determinarán la posibilidad de inyectar hidrógeno en la red de gas natural.⁵⁹

Para determinar la factibilidad técnica de reemplazar el gas natural por hidrógeno o de inyectar una fracción en volumen de este elemento, es necesario conocer la tolerancia que tiene cada componente de la red de gas natural en relación con su funcionamiento y seguridad

⁵⁹ Rodrigo Vásquez Torres y Sociedad Alemana para la Cooperación Internacional (GIZ) (2019), p. 11-15.

en contacto con la mezcla o con 100% de hidrógeno. Para ello, el grado de tolerancia dependerá de: la presión de operación; la materialidad de las tuberías; los componentes, tales como válvulas y compresores en la parte del transporte; el tipo de uso o combustión final; y los componentes que utilizan gas, para el caso de los consumidores finales⁶⁰.

La infraestructura de gasoducto de transporte existente para gas natural en el país se encuentra instalada en cuatro grandes zonas geográficas (Antofagasta, Metropolitana-Valparaíso, BíoBío y Magallanes), determinadas por el centro de consumo como lo son generación eléctrica, producción industrial en algunos casos y el consumo residencial en otros. Las materialidades presentes y la extensión de los gasoductos de Chile en el segmento de transporte se resumen y describen en los siguientes gráficos:⁶¹

GASODUCTOS ZONA NORTE					
Gasoducto	Diámetro (pulg)	Capacidad (MMm3 /día)	Longitud total (km)	Materialidad	Máxima Presión [bar]
Gasatacama (Internacional)	20	5,4	941	API 5L X-70	100
Norandino (internacional)	20, 12 y 16	7,1; 7,64; 1,6; 5,5; 3,9; 1,6.	1.180	API 5L X-70	100 y 97,6
Taltal (nacional)	16 y 12.	2,4 y 1,8.	229	API 5L X-65	99,2

GASODUCTOS ZONA CENTRO SUR					
Gasoducto	Diámetro (pulg)	Capacidad (MMm3 /día)	Longitud total (km)	Materialidad	Máxima Presión [bar]
GasAndes (internacional)	6, 12, 20 Y 24.	0,2; 5,6; y 9.	538,1	API 5L Gr. B.; API 5L X-60; y API 5L X-65	99,3
Electrogas (nacional)	16, 24 y 30.	1,2 y 4,1	138	API 5L X-70 y API 5L X-65	50 y 82,4

⁶⁰ Rodrigo Vásquez Torres y Sociedad Alemana para la Cooperación Internacional (GIZ) (2019), p 9.

⁶¹ Rodrigo Vásquez Torres y Sociedad Alemana para la Cooperación Internacional (GIZ) (2019), p. 40-42.

Gas Pacífico (internacional)	10, 12, 16, 20 y 24	1; 2,1; 3; 6,7 y 9,7	663,4	API 5L X-52 y API 5L X-70	97,5
Gasoducto Innergy Transporte	4 y 8	0,2468 y 0,247	21,64	API 5L X-42 y API 5L GRB	50

GASODUCTOS ZONA MAGALLANES					
Gasoducto	Diámetro (pulg)	Capacidad (MMm3 /día)	Longitud total (km)	Materialidad	Máxima Presión [bar]
ENAP Punta Daniel - Daniel Central	12	4,5	6	s/i	s/i
ENAP Daniel Central - Posesión	10	4,5	16,6	s/i	s/i
ENAP Posesión	12	2	1	s/i	s/i
ENAP Posesión - Cabo Negro	18	6,3	177	s/i	s/i
ENAP Posesión - Cabo Negro	20	7	177	s/i	s/i
ENAP Pecket - Esperanza	6	0,3	120	s/i	s/i
ENAP Cabo Negro - Gasco	12	2	2,8	s/i	s/i
ENAP CullenPunta Daniel	14	4,5	69	s/i	s/i
ENAP Sara - Victoria	4	0,1	5,2	s/i	s/i
ENAP Victoria - Lautaro	6	0,1	13,4	s/i	s/i

ENAP Lautaro - Cabañas	8	0,1	13,2	s/i	s/i
ENAP Cabañas - Clarencia	4	0,1	23,9	s/i	s/i
Enap Frontera - Daniel Este	8	2,8	10,8	s/i	s/i

En cuanto al segmento de distribución, existen redes de distribución para abastecer casas y edificios en las principales ciudades de Chile. No obstante, no existen registros que reúnan la totalidad de gasoductos para la distribución en el sector residencial, pudiendo sólo determinar su infraestructura a través del estudio de decretos donde se otorga la concesión a empresas de gas para construir redes de distribución en la ciudad y otras fuentes que mencionan el lardo de red de tuberías⁶², cuyo resumen se grafica a continuación:

DISTRIBUCIÓN ZONA NORTE					
Empresa de distribución	Región	Tipo de red	Máxima Presión [bar]	Longitud total (km)	Materialidad
Metrogas S.A.	Arica y Parinacota, Tarapacá, Antofagasta, Atacama	Estructural y D. Terciaria	3,8	225,14	Pe 80 y PE 80 SDR 11
Progas S.A.	Antofagasta	Estructural y D. Terciaria	s/i	s/i	PEMD
Abastible S.A.	Atacama	Estructural y D. Terciaria	4	60,26	PE 80 SDR11

⁶² Rodrigo Vásquez Torres y Sociedad Alemana para la Cooperación Internacional (GIZ) (2019), p 45-51.

Empresa Lipigas S.A.	Antofagasta, Atacama, Coquimbo	Estructural, D. Terciaria y D. Secundaria	4 y 6	18,04	PE 100 SDR 11
----------------------	--------------------------------	---	-------	-------	---------------

DISTRIBUCIÓN ZONA CENTRO					
Empresa de distribución	Región	Tipo de red	Máxima Presión [bar]	Longitud total (km)	Materialidad
Gas Valpo S.A.	Valparaíso	Estructural y D. Terciaria	4 y 34	87,09	Acero y PE
Empresa Lipigas S.A.	O'Higgins y Maule	Estructural, D. Terciaria y D. Secundaria	4 y 28	40,95	Acero, PE y PE 80.
Energas S.A.	Valparaíso	D. Terciaria y D. Secundaria	4, 10 y 30	186,03	API 5L gr B, PEMD, Acero ,
Abastible S.A.	O'Higgins, Maule y BíoBío	Estructural y D. Terciaria	4	265,86	PE, PE 80, Cobre tipo L o K, SDR 11,
Intergas S.A.	BíoBío	D. Terciaria y D. Secundaria	4, 10 y 30	34,46	Acero y PE
Ecogas S.A.	BíoBío	D. Terciaria y D. Secundaria	4, 10 y 30	78,08	PE y Acero
Gas Sur S.A.	BíoBío	D. Terciaria y D. Secundaria	3, 4, y 30	131,08	API 5L Gr. B, PE y PEHD.

Gasco S.A.	Metropolitana	Estructural, D. Terciaria y D. Secundaria	s/i	243,25	Acero, PE
Metrogas S.A.	Valparaíso, Metropolitana, O'Higgins, Maule	Estructural, D. Terciaria y D. Secundaria	s/i	897,44	PE, Acero, SDR 11,
Gas de Chile S.A. (No está vigente Actualmente)	Metropolitana	s/i	s/i	133,76	Acero y PE

DISTRIBUCIÓN ZONA SUR

Empresa de distribución	Región	Tipo de red	Máxima Presión [bar]	Longitud total (km)	Materialidad
Enagas	Araucanía	s/i	4	24,3	PEMD
Ecogas	Araucanía, Los Lagos	D. Terciaria	4	58,062	PE
Abastible S.A.	Araucanía, Los Lagos, Los Ríos	D. Terciaria y Estructural	4	228,98	PE 80 SDR 11
Metrogas S.A.	Araucanía, Los Lagos, Los Ríos	Estructural, D. Terciaria, 2ria Estructurante, 3ria Estructurante.	3,8, y 8,9	193,19	PE 80 SDR 12, PE 80 SDR 11, PE 100 SDR 11, PE 80.
Empresa Lipigas S.A.	Los Lagos, Los Ríos	Estructural, Secundaria, 3ria Estructurante	4, 10	64,81	PE 80, PE 100

Respecto al segmento de servicio (o uso final), para determinar el potencial de uso del hidrógeno en las aplicaciones, el estudio referido detalla los consumos de los usuarios finales de gas natural respecto a los subsectores residencial, comercial, e industrial, especificando los tipos de usos de acuerdo a los artefactos propios de cada sector y las implicancias técnicas para cada caso (como calderas que funcionan con gas como combustibles, quemadores de cocina, calefactores de agua, sistemas de calefacción y medidores de gas, entre otros)⁶³.

Luego de un extenso análisis, el estudio concluye que es potencialmente factible inyectar hidrógeno en la red de gas natural en porcentajes reducidos, siempre y cuando se consideren los factores para determinar cuánto porcentaje de hidrógeno es posible inyectar de forma segura, tales como la tolerancia que el equipo conectado a la red tiene con el H₂.

Para el segmento de transporte de gas natural, la cantidad admisible de mezcla o inyección de hidrógeno podría llegar al 20%, pero para el caso de los consumidores finales conectados directamente a la red de transmisión, como las generadoras eléctricas con turbinas de gas natural e industrias con calderas, el porcentaje de hidrógeno tolerable es de 1% a 5%⁶⁴. Para el caso de distribución y servicio, existen mayores posibilidades de inyectar un mayor porcentaje de hidrógeno sin mayores modificaciones, ya que las tuberías están construidas de materiales más dúctiles y compatibles con el mismo, como lo es el polietileno, el cual puede tolerar más de un 30% de H₂ sin mayores cambios. Para las aplicaciones comerciales y residenciales que generalmente se encuentran conectadas en esta sección de la infraestructura total de gas natural, la compatibilidad de hidrógeno varía entre un rango de 5%- 30% dependiendo de la tecnología de combustión⁶⁵.

Es importante destacar que en Chile los principales beneficios que la inyección de hidrógeno a la red de gas natural puede dar son la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero

⁶³ Para más información, Rodrigo Vásquez Torres y Sociedad Alemana para la Cooperación Internacional (GIZ) (2019), pp.51-74.

⁶⁴ Rodrigo Vásquez Torres y Sociedad Alemana para la Cooperación Internacional (GIZ) (2019), p 78.

⁶⁵ Rodrigo Vásquez Torres y Sociedad Alemana para la Cooperación Internacional (GIZ) (2019), p 77.

y la disminución de dependencia en la importación gas natural, estando limitada la tasa de disminución de CO2 por el porcentaje de hidrógeno que pueda ser inyectado⁶⁶. De hecho, de acuerdo a información aportada por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, Chile (en adelante “SEC”) consumió durante 2019⁶⁷ aproximadamente 4.699.252.920 [m3] de gas en los sectores industrial, comercial, residencial y de generación, estimando que las emisiones de dióxido de carbono producidas por el uso de este combustible alcanzan un valor de 9.279.184 [TonCO2]. Tomando estos datos en observación y considerando que las posibilidades de inyección pueden variar teóricamente desde un 5% hasta un 20%, se puede proyectar una tabla y un gráfico que demuestran la cantidad de CO2 que puede evitar emitirse en tres casos de estudio, al 5%, 10% y 20%⁶⁸.

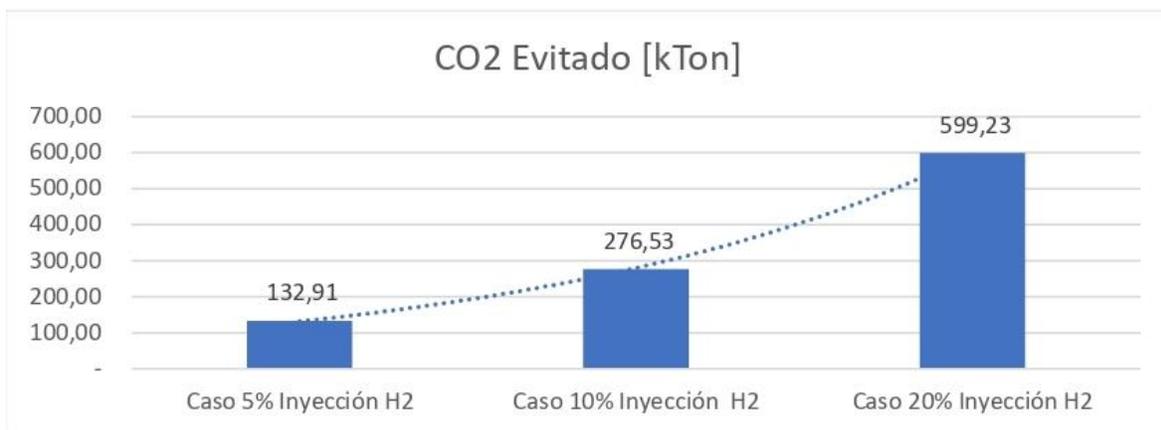
Dato	Caso 5% Inyección H2	Caso 10% Inyección H2	Caso 20% Inyección H2	Unidad
Consumo	4.875.727.247	5.065.791.433	5.494.733.390	[m3]
Volumen Gas Natural	4.631.940.884	4.559.212.290	4.395.786.712	[m3]
Volumen Hidrógeno	243.786.362	506.579.143	1.098.946.678	[m3]
Energía Gas Natural	181.150	178.306	171.914	[TJ]
Energía Hidrógeno	2.633	5.471	11.869	[TJ]
Total Energía	183.783	183.777	183.783	[TJ]
Índice de Wobbe⁶⁹	48,88	48,31	47,194	[-]
CO2 Emitido	9.146.269	9.002.658	8.679.957	[TonCO2]
CO2 Evitado	132,91	276,53	599,23	[kton]
Aumento Volumen	4%	8%	17%	

⁶⁶ M. Abeysekera, (2015).

⁶⁷ Los datos analizados son pre pandémicos, para dar una mayor objetividad en el estudio.

⁶⁸ Rodrigo Vásquez Torres y Sociedad Alemana para la Cooperación Internacional (GIZ) (2019), pp. 75 y 76.

⁶⁹ El índice de Wobbe es un parámetro importante cuando se quiere mezclar gases combustibles y el aire (en una reacción de combustión), se controla este índice para asegurar la combustión satisfactoria en un quemador.



Finalmente, el mismo estudio señala que *“debido a que esta zona (distribución) es la de mayor factibilidad por el momento para realizar blending de H2 con gas natural, se requiere realizar una normativa exhaustiva, con revisión pre y post inyección en cada uno de los sectores que se quiera realizar”*⁷⁰.

5. Propuesta de contenidos mínimos en la reglamentación de transporte y distribución de hidrógeno en las redes de gas natural en Chile.

El análisis realizado hasta ahora ha develado múltiples factores que inciden en una regulación normativa exhaustiva y responsable, ya sea a nivel de coherencia general que permita un cambio en la matriz energética, ya sea como una obligación e incentivo para su implementación, o ya sea aquellas consideraciones más particulares y reglamentarias que este nuevo combustible requiere. Por este motivo, la propuesta de contenidos mínimos para su regulación debe ser trabajada y presentada en tres niveles distintos e independientes.

5.1. Propuesta de la regulación normativa y políticas multisectoriales que permitan una transición en la matriz energética

Es necesario seguir las recomendaciones realizadas por la Unión Europea respecto a un enfoque energético integrado, que permita aprovechar las sinergias en el funcionamiento de

⁷⁰ Rodrigo Vásquez Torres y Sociedad Alemana para la Cooperación Internacional (GIZ) (2019), p. 78.

las redes de electricidad, gas y calefacción, aspirando a integrar el hidrógeno renovable en las redes de gas gradualmente⁷¹. Antes de cualquier regulación normativa específica respecto a las características y consideraciones especiales del hidrógeno o sobre la factibilidad técnica del porcentaje permitido de inyección, se sugiere alcanzar la totalidad del concepto *Power-togas (PtG)*, en el contexto del acoplamiento sectorial, donde no sólo se involucre al Operador de Servicios de Distribución de Gas local para mezclar y entregar gas natural rico en hidrógeno a través de las conexiones de la red local y los clientes, sino que también implique el uso de la red de gas de larga distancia, gestionada por un Operador de Servicios de Transmisión que gestione y controle toda los segmentos del hidrógeno.

La primera recomendación es la creación de un Marco Normativo General, exclusivo del Hidrógeno Verde como vector energético, que exija un servicio de suministro estable y que tenga garantías ante problemas de generación y distribución, al igual que en su calidad, el régimen de concesiones y licitaciones, tarifas de la energía y las funciones del Estado relacionadas con estas materias, dependiente del Ministerio de Energía. Por ello, el punto de partida inicial es el implementar un servicio público de energía de hidrógeno verde similar al existente con el sistema eléctrico nacional, donde se establezca una coherencia normativa desde la Constitución Política de la República hasta Reglamentos específicos para cada tipo de uso. De igual forma, también será necesaria la creación de distintos órganos, ya sea de carácter técnico o político, que velen por el funcionamiento y fiscalización del sistema, como lo es la Comisión Nacional de Energía, el Coordinador Eléctrico Nacional o el Panel de Expertos, para el caso de la energía eléctrica. Es menester la implementación de garantías constitucionales que protejan su funcionamiento y desarrollo desde su generación hasta el uso del consumidor final, asegurando una calidad y constancia del suministro. En otras palabras, si el objeto final de la implementación del uso de hidrógeno verde es una transición para el cambio “definitivo” de la matriz energética, es necesario la creación de un sistema regulatorio específico para el “sistema de hidrógeno verde”.

Pese a que esta recomendación normativa inicial tiene un componente político fuerte y que no estará exento de discusión, no es sensato recomendar la existencia de un Reglamento que

⁷¹ *Federal Ministry Republic of Austria* (2018), p.12.

regule la inyección o mezcla del hidrógeno en las redes de gas natural, si no existe una ley general o un sistema energético al cual pertenecer y que sea amparado por la Carta Fundamental que, hasta ahora, es o inexistente (para el caso de un sistema de regulación específico para el hidrógeno y/o el hidrogeno verde) o insuficiente (para el caso de la normativa existente respecto al gas natural), como se acreditó a lo largo de este artículo.

Debido al éxito demostrado en la regulación del sistema de suministro de energía eléctrica establecido en la Ley General de Servicio Eléctrico, es prudente la fundamentación en dicho sistema de regulación energético, haciendo uso de sus virtudes y defectos (que no son materia de este artículo) para obtener un sistema general mejorado.

Este nuevo sistema energético, además, debe integrar no sólo a otros sistemas energéticos relacionados (como el caso del uso de hidrógeno para la generación de energía eléctrica o como parte del suministro derivado al Sistema Interconectado Central), sino que también es imprescindible su correlación y trabajo conjunto con otros actos legislativos que afectan indirectamente la implementación de tecnologías del hidrógeno, como en las áreas de salud y seguridad, derecho ambiental, derecho laboral y derecho de la movilidad, previamente coordinado y unificado con los distintos Ministerios correspondientes.

Considerando la disponibilidad de los recursos de energía solar y eólica en Chile, sumado a la permanente actualización en las tecnologías para su generación, se recomienda que esta ley de sistema energético de hidrógeno contenga disposiciones que incentiven el I+D aplicada para la adopción de tecnologías que muestren potencial de transición a la fase comercial y que posibiliten el desarrollo de la industria.

En este sentido, no obstante que la implementación del marco regulatorio del cambio de matriz energético es de carácter legal y político, no hay que dejar de tener en consideración que su proceso será, en gran parte, técnico, por lo que el incentivo de la investigación y desarrollo es imprescindible.

5.2. Propuesta de contenidos normativos de obligación e incentivo en la inyección o mezcla de hidrógeno verde en la red de gas natural

Una vez establecida la regulación general del mercado o sistema de hidrógeno verde es necesaria la promulgación de una disposición legal que obligue e incentive la inyección o mezcla de hidrógeno verde en la red de gas natural del país. Para ello, se recomienda asimilar o fundamentar esta norma en la Ley 20.257 de 2008 que *Introduce Modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos respecto a la Generación de Energía Eléctrica con Fuentes de Energías Renovables no Convencionales*, conocida como Ley ERNC. Las razones de esta recomendación son de carácter práctico y estratégico.

La Ley ERNC, modificó la Ley General de Servicios Eléctricos a fin de establecer la obligación de abastecer un porcentaje de la demanda mediante inyecciones provenientes de medios de generación de energías renovables no convencionales, debiendo ser cumplida por cada empresa eléctrica que efectúa retiros de energía para comercializarla con distribuidoras o con clientes finales. Estableció que la obligación de proveer parte de los retiros por inyecciones de ERNC es de 5 por ciento para los años 2010 a 2014, aumentando 0,5 por ciento anual a partir del año 2015 hasta alcanzar 10 por ciento el año 2024. Además, señala que en caso de que una empresa exceda su obligación de inyecciones de ERNC, por medios propios o contratados, puede convenir traspasar sus excedentes a otra empresa eléctrica, incluso en otros sistemas eléctricos. Finalmente, también indica que las empresas que no cumplen su obligación tienen que pagar un cargo de déficit, aumentando su valor de mantenerse en esa situación⁷².

Las razones prácticas para promulgar esta disposición de forma similar o fundamentada en la Ley 20.257 son justamente los resultados que esta norma alcanzó. Esto, porque dicha ley demostró que las ERNC en las condiciones de mercado podían ser competitivas y aportaban al sistema una disminución de los costos de operación, lo que se tradujo que en 2013, a 3 años desde su entrada en vigencia, se promulgara la ley 20.698 (o Ley 20/25), que incrementó

⁷² Artículo único de Ley ERNC N° 20.257 de 2008.

el objetivo de la obligación en términos de proveer generación eléctrica de fuentes ERNC para llegar a 20 por ciento al año 2025, además de incluir licitaciones públicas para la venta de las inyecciones de bloques de energía provenientes de medios de generación renovable no convencional, con precios garantizados por 10 años. En otras palabras, no sólo logró el impulso necesario para doblar el porcentaje de cuota de inyección en menos de un cuarto del tiempo estimado original, sino que también estableció mayores incentivos (en la garantía de precio) para su implementación. Gracias a esto, en 2020 los resultados de este cambio fueron más notorios que nunca y las fuentes limpias (represas hidroeléctricas incluidas) alcanzaron un 46,5 por ciento de la generación total, la mayor proporción en casi 15 años⁷³.

Si bien existen posturas doctrinarias que no adulan su implementación por el traspaso de sus costos de operación a los usuarios finales⁷⁴, la evidencia demuestra que la eficiencia de esta norma en cuanto a su relación plazo-objetivo es, en la práctica, indiscutible.

De igual forma, establecer esta disposición normativa propuesta también alcanza un objetivo estratégico, ya que, nuevamente, si la finalidad de la política energética mundial y nacional es el reemplazo de la matriz energética, la implementación de esta norma generaría una gestión directa en dos sistemas energéticos distintos, el eléctrico y el de hidrógeno, lo que permitiría un reemplazo de la matriz de energía en bloque, asegurando un proceso de transición conjunto y acelerado que probablemente superará las expectativas y proyecciones esperadas por la política energética del país y del Acuerdo de París.

5.3. Propuesta de contenidos mínimos de un Reglamento en el Transporte y Distribución de Hidrógeno en las Redes de Gas en Chile.

Como se ha manifestado, para determinar la factibilidad técnica de reemplazar el gas natural por hidrógeno o de inyectar una fracción en volumen de este elemento, es necesario conocer la tolerancia que tiene cada componente de la red de gas natural en relación con su funcionamiento y seguridad en contacto con la mezcla o con 100 por ciento de hidrógeno.

⁷³ Bnaméricas, disponible en <https://www.bnamericas.com/es/analisis/energia-renovable-en-chile-2021-romperia-records-de-adiciones>

⁷⁴ Centro de Estudios Públicos (2017), p.. 215.

Tomando esto en consideración, el contenido mínimo normativo del Reglamento para el Transporte y Distribución de Hidrógeno por Gasoductos y Cañerías debe tener, al menos, estos seis componentes regulados:

a.- Red de gas natural y su rendimiento: Para cualquier planificación generalizada de un nuevo uso de hidrógeno verde como energía, es necesario establecer los parámetros existentes en las infraestructuras que servirán para este fin y su factibilidad de inyección/mezcla de hidrógeno. En este sentido, el Reglamento que regule el transporte y distribución de hidrógeno verde por las redes de gas natural requiere exigir una especificación de las infraestructuras existentes y disponibles en todo el territorio nacional, así como también su potencial rendimiento al ser condicionada al transporte del hidrógeno. De hecho, una de las barreras presentes en la implementación de esta tecnología es la falta de certeza en cuanto a la extensión de la red de gas natural, sobre todo en el segmento de distribución, así como también la falta de información precisa de los componentes y materiales presentes en las tuberías, a fin de determinar el porcentaje mínimo y máximo permitido para la inyección de hidrógeno para cada caso en particular.

Por esto, el Reglamento debería tratar, de manera técnica, qué tipo de material permite qué porcentaje de hidrógeno y qué estructura es apta para adoptarlo, a fin de evitar accidentes y un mal funcionamiento de la red en términos de suministro y disponibilidad. De igual forma, un conocimiento absoluto y exhaustivo de las redes de gas existentes permitirán una planificación en cuanto a la extensión y desarrollo de la misma, permitiendo un cambio de matriz energética ordenado que permita ampliar el rango de existencia sectorizado en las cuatro áreas geográficas expuestas previamente, ya sea a nivel de transporte y distribución. De todas formas, sin perjuicio de la necesidad de determinación de requisitos y estándares técnicos que regulen la operación de la mezcla, por el hecho de que esta tecnología está en constante desarrollo y descubrimiento, es necesaria la implementación de métodos que permitan la exposición e investigación de nuevas aplicaciones, previa consulta y ratificación por el o los organismos técnicos competentes.

b.- Pureza y Mercado de Hidrógeno Verde: Una de las recomendaciones realizadas por *HyLaw* para países a la vanguardia de este uso del hidrógeno, como Alemania y Gran Bretaña, era el establecimiento de parámetros definidos para el mercado de hidrógeno en red que se creará a medida que vaya implementando la inyección o mezcla. Por ello, es necesario determinar un marco de pago formal, claro y coherente para la transmisión de hidrógeno, que cubra las tarifas de conexión y los cargos, o que cubra la remuneración del hidrógeno suministrado/ inyectado, que incluya una fijación de precios para las redes de gas a fin de proporcionar un nivel de claridad sobre la valorización de los flujos de gas rico en hidrógeno, en pos de la transición energética *Power-toGas*. De igual forma, es menester que el Reglamento regule el estándar mínimo de calidad del hidrógeno que ingresará a la red de gas. En este sentido, independiente a si es inyección o mezcla de hidrógeno, es importante saber la pureza de este, debido a que los equipos de los consumidores finales se pueden ver afectados en su funcionamiento a menor pureza del hidrógeno. Con esto, se asegura un estándar de calidad uniforme que permitan el funcionamiento de la red de forma equitativa.

c.- Empresas operadoras de la red de gas natural: Una de las barreras para la implementación de una transición de matriz energética hacia el hidrógeno verde por redes de gas natural es la falta de certeza de información respecto al estado actual de la red, sus materiales y su potencial de factibilidad. De igual forma, la necesidad de personal capacitado, cumplimiento de medidas de seguridad y de contaminación, cambios estructurales en el plan regulador de las ciudades o disponibilidad y pureza del hidrógeno recae en gestiones que de una u otra forma tienen que realizar las empresas propietarias, operadoras y/o generadoras de hidrógeno. Por tanto, se recomienda el establecimiento de un régimen de responsabilidad directa o solidaria para las empresas operadoras de la red, para así asegurar, transparentar, certificar e incentivar tanto la exhibición de la información, la calidad, la investigación, el desarrollo, la operación y la seguridad en la implementación de esta tecnología.

d.- Seguridad y uso: Uno de los componentes esenciales para el uso y operación del hidrógeno, son los aspectos relativos a la seguridad en la manipulación y transporte de este gas. Se sugiere una actualización y definición de los parámetros normativos internacionales que regulen los ámbitos de seguridad, asegurando una identificación de los riesgos

potenciales para el tipo de aplicación en particular; la disposición de instalaciones técnicas fiables para detectar fallos en componentes y sistemas; y el análisis de los posibles efectos de las fugas de gas, a fin de considerar la composición, presión, compatibilidad de materiales y funcionamiento del aparato, minimizando los riesgos. También es imprescindible las medidas de seguridad para evitar accidentes, exposiciones químicas o impactos en el medioambiente, más allá de las consideraciones propias por las cualidades del hidrógeno. Para lograr este objetivo, se recomienda la implementación de la normativa internacional recomendada en el punto 2 de este artículo. Finalmente, se aconseja que el Reglamento estipule de forma minuciosa los componentes técnicos mínimos de las aplicaciones para el uso de los consumidores finales, ya sea en el uso residencial, comercial e industrial, a fin de determinar los principales aspectos de seguridad y operación a considerar para determinar si se debe reacondicionar o reemplazar el equipo, junto con su estándar mínimo de calidad.

e.- Instaladores de Hidrógeno en Red: De forma similar a lo dispuesto en el Decreto 191 de 1996 del Ministerio de Economía, es imprescindible asegurar que las personas encargadas de instalar y manipular el hidrógeno, ya sea en la generación o en el servicio técnico de las aplicaciones de uso doméstico, sean previamente certificadas a fin de obtener las licencias de instalador de hidrógeno y fijar disposiciones para un adecuado desempeño profesional, a fin de garantizar que las instalaciones de hidrógeno cumplan con las condiciones mínimas de seguridad y que eviten peligro para las personas y las cosas.

f.- Fiscalización y Sanciones: Se observó cómo la falta de fiscalización ha causado un detrimento en la información respecto a la red de gas natural y a sus características físicas y químicas. De igual forma, la falta de fiscalización ha provocado que las redes y aplicaciones de distribución y uso sean manipuladas por personal no capacitado y muchas veces de forma doméstica. Nada de lo recomendado en este artículo podrá ser posible sin un sistema de fiscalización y sanción activo y permanente. Por ello, recomendamos que la SEC sea la entidad responsable de la fiscalización del sistema, pudiendo establecer sanciones de tipo económicas (ya sea para personas naturales o jurídicas) o de suspensión de suministro o incluso de desconexión del sistema interconectado o la red de gas, es decir, otorgándole facultades amplias para perseguir la eficiencia y calidad del Reglamento.

Conclusión

Este artículo analizó los antecedentes regulatorios, físicos y técnicos para proponer un contenido normativo que reglamente el transporte y distribución de hidrógeno por las redes de gas natural en Chile. Respecto al estado de la red de gas, todos los antecedentes aportados no sólo dan certeza en cuanto a la factibilidad de inyección de hidrógeno en las redes de gas natural, sino que justifican su urgencia y corroboran los beneficios que conlleva esta tecnología, incentivando su desarrollo e implementación de forma inmediata.

En cuanto a los antecedentes regulatorios y de seguridad analizados, se concluye que un sistema normativo robusto debe componerse en tres niveles diferentes e independientes: uno general que permita crear un sistema energético independiente el cual pueda justificar la existencia y funcionamiento de reglamentos de carácter especial; uno que obligue e incentive su implementación; y uno que reglamente el transporte y distribución de hidrógeno de forma particular, centrándose en el conocimiento absoluto de la red de gas y sus componentes; en la pureza y consideraciones de mercado para el hidrógeno; en las obligaciones y responsabilidades de las empresas operadoras; en los estándares de seguridad para su operación; en los requisitos y certificaciones de los instaladores de gas y en el establecimiento de un sistema eficaz de fiscalización y sanción.

No obstante las recomendaciones realizadas, es de vital relevancia entender que la regulación para el transporte de hidrógeno verde por cañerías no debe analizarse sólo en un aspecto legal o sólo en su calidad técnica, sino como un sistema energético integrado e independiente, que persiga los estándares normativos comparados y apele a una operación segura. Con todo, no cabe duda que esta es una alternativa real para la descarbonización energética, por lo que su implementación conlleva argumentos más positivos que negativos.

En este sentido, los proyectos pilotos de inyección de hidrógeno verde en redes de gas natural de Coquimbo y La Serena⁷⁵ dan muestra que estamos en un buen camino y que la posibilidad cierta de reemplazar la matriz energética está, afortunadamente, más cerca que nunca.

⁷⁵ <https://energia.gob.cl/noticias/nacional/ministro-jobet-tras-inicio-de-obras-de-proyecto-de-hidrogeno-verde-el-exito-de-los-proyectos-de-hidrogeno-verde-en-chile-sera-esencial-para-combatir-el-cambio-climatico-nivel-mundial>

BIBLIOGRAFÍA

1. Henry Fontain (2019): “*A World Speeding ‘Dangerously Close’ to a Tipping Point*”, en “The New York Times” (volumen 5 de diciembre de 2019, Sección A); p. 10. Nueva York.
Disponible en:
<https://www.nytimes.com/2019/12/04/climate/climate-change-acceleration.html>.
2. International Energy Agency (IEA), “*CO2 Emissions From Fuel Combustion Highlights 2018*”. 2018.
3. Sociedad Alemana para la Cooperación Internacional (GIZ), (2019), por encargo del Ministerio Federal de Medio Ambiente, Protección de la Naturaleza y Seguridad Nuclear (BMU): “*Descarbonización del sector energético en Chile*”. Berlín.
Disponible en:
<https://4echile-datastore.s3.eu-central-1.amazonaws.com/wp-content/uploads/2020/08/05142648/Descarbonizaci%C3%B3n-del-sector-energ%C3%A9tico-en-Chile.pdf>.
4. Naciones Unidas (2015): “*Acuerdo de París*”. París, Francia.
Disponible en:
https://unfccc.int/sites/default/files/spanish_paris_agreement.pdf
5. United Nations Treaty Collections (2015): “*Chapter XXVII ENVIRONMENT. 7.d. Paris Agreement*”.
Disponible en:
https://treaties.un.org/Pages/ViewDetails.aspx?src=TREATY&mtdsg_no=XXVII-7-d&chapter=27&clang=en

6. Natural Resources Defense Council y Asociación Chilena de Energías Renovables (2013): “*Beneficios Económicos de Energías Renovables no Convencionales en Chile*”. Report Septiembre 2013, R: 13-11-A. p. 40.

Disponible en:

<https://www.nrdc.org/sites/default/files/chile-ncre-report-sp.pdf>

7. International Energy Agency (IEA) (2019): “*The Future of Hydrogen. Seizing today’s opportunities. Report prepared by the IEA for the G20, Japan*”. International Energy Agency Publications. Website: www.iea.org. Contact information: www.iea.org/about/contact.

8. Vásquez, R., Salidas, F. y Sociedad Alemana para la Cooperación Internacional (GIZ) (2019). “*Tecnologías del hidrógeno y perspectivas para Chile*”. Santiago, Chile: GIZ GmbH, p. 12.

Disponible en:

https://4echile-datastore.s3.eu-central-1.amazonaws.com/wp-content/uploads/2020/07/24213909/Tecnolog%C3%ADas-del-hidr%C3%B3geno-y-perspectivas-para-Chile_2019.pdf

9. Zen and the Art of Clean Energy Solutions et. al (2019). “*British Columbia Hydrogen Study*”.

Disponible en:

<https://www2.gov.bc.ca/gov/content/governments/organizational-structure/ministries-organizations/ministries/energy-mines-and-petroleum-resources/ministry-reports>

10. Reporte de la Agencia Internacional de Energía Renovable (IRENA) (2019): “*Hidrógeno: Una Perspectiva de Energía Renovable*”; p. 36.

Disponible en:

https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA_Hydrogen_2019.pdf

11. International Energy Agency (IEA) (2020): “*Latin America’s hydrogen opportunity: from national strategies to regional cooperation*”. International Energy Agency Publications. Website: www.iea.org. Contact information: www.iea.org/about/contact.
12. HINICIO LATAM, por encargo de Sociedad Alemana para la Cooperación Internacional (GIZ) y el Ministerio de Energía de Chile (2020). “*Cuantificación del encadenamiento industrial y laboral para el desarrollo del hidrógeno en Chile*”. Santiago, Chile: GIZ GmbH.
Disponible en:
<https://4echile-datastore.s3.eu-central-1.amazonaws.com/wp-content/uploads/2020/10/22121744/Encadenamiento-Reporte-Final.pdf>
13. Fichtner GmbH & Co. KG, por encargo de Sociedad Alemana para la Cooperación Internacional (GIZ) y el Ministerio de Energía de Chile (2020). “*Descarbonización del sector energético chileno. Hidrógeno – cadenas de valor y legislación internacional*”. GIZ.
Disponible en:
https://4echile-datastore.s3.eu-central-1.amazonaws.com/wp-content/uploads/2020/09/16125937/Reporte_Final_Rev1_publicar.pdf.
14. In – Data Spa y CDT (2019), por encargo del Ministerio de Energía de Chile, Asociación de Agencias de Gas Natural, GLP Chile y Empresas Eléctricas A.G. (2018): “*Informe final de usos de la energía de los hogares Chile 2018. Resultado 3500 encuestas*”.
Disponible en:
https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/informe_final_caracterizacion_residencial_2018.pdf

15. Hydrogen Council (2021): “*Hydrogen Decarbonization Pathways. Potencial Supply scenarios*”. [En línea].
Disponible en:
<https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2021/01/Hydrogen-Council-Report-Decarbonization-Pathways-Part-2-Supply-Scenarios.pdf>
16. Comunicación de la Comisión del Parlamento Europeo, el Consejo, el Comité Económico y Social Europeo y el Comité de las Regiones (2020): “*Una estrategia de hidrógeno para una Europa climáticamente neutra*”.
Disponible en:
https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/hydrogen_strategy.pdf
17. Westphal, K., Dröge, S., Geden, O. (2020): “*Las Dimensiones Internacionales de la Política de Hidrógeno Alemana*” (Alemania, Instituto Alemán de Asuntos Internacionales y Seguridad (SWP)).
Disponible en:
https://www.swp-berlin.org/fileadmin/contents/products/comments/2020C32_HydrogenPolicy.pdf
18. Departamento de Energía de Estados Unidos, “*Leyes e incentivos de Hidrógeno en California*”.
Disponible en:
<https://afdc.energy.gov/fuels/laws/HY?state=ca>
19. Consejo Ministerial de Energía Renovable, Hidrógeno y Temas Relacionados de Japón (2017): “*Estrategia Básica de Hidrógeno*”.
Disponible en:
https://www.meti.go.jp/english/press/2017/pdf/1226_003b.pdf
20. Departamento de Energía y Cambio Climático de Reino Unido (2015): “*Estándar de Hidrógeno Verde*”.

Disponible en:

https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/403774/Green_Hydrogen_Standard_Call_for_Evidence.pdf

21. Centro Energía UC, por encargo de Sociedad Alemana para la Cooperación Internacional (GIZ) y el Ministerio de Energía de Chile (2020). “*Proposición de Estrategia Regulatoria del Hidrógeno para Chile. Informe final*”. Santiago, Chile.

Disponible en:

https://www.revistaei.cl/wp-content/uploads/2020/06/Prop-Estrat-Reg-Informe-Final_publicar.pdf

22. Rivkin, C., Burgess, R., & Buttner, W. Laboratorio Nacional de Energía Renovable (2015). “*Guía de Seguridad de las Tecnologías del Hidrógeno*”. Washington, Estados Unidos.

Disponible en:

<https://www.nrel.gov/docs/fy15osti/60948.pdf>

23. Federal Ministry Republic of Austria. Sustainability and Tourism (2018). “*The Hydrogen Initiative*”. Linz, Austria.

Disponible en:

[https://www.eu2018.at/dam/jcr:6f59ae57-1b4b-419f-81d7-996de6bf77ea/Die%20Wasserstoffinitiative%20\(nicht%20barrierefrei\)%20\(DE\).pdf](https://www.eu2018.at/dam/jcr:6f59ae57-1b4b-419f-81d7-996de6bf77ea/Die%20Wasserstoffinitiative%20(nicht%20barrierefrei)%20(DE).pdf)

24. Bundesministerium für Bildung und Forschung (2020). “*Nationale Wasserstoffstrategie*”. [En línea].

Disponible en:

<https://www.bmbf.de/de/nationale-wasserstoffstrategie-9916.html>.

25. Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMWI) (2016). “*Wasserstoff Infrastruktur für die Schiene*”. [En línea].

Disponible en:

https://www.now-gmbh.de/content/1-aktuelles/1-presse/20160701-bmvi-studie-untersucht-wirtschaftliche-rechtliche-und-technische-voraussetzungen-fuer-den-einsatz-von-brennstoffzellentriebwagen-im-zugverkehr/h2-schiene_ergebnisbericht_online.pdf

26. Alexandru Floristean, [Hydrogen Europe]. HyLaw (2019). “*Deliverable 4.5. EU Policy Paper*”.

Disponibile en:

<https://www.hylaw.eu/sites/default/files/2019-06/EU%20Policy%20Paper%20%28June%202019%29.pdf>

27. Philipp Braunsdorf. Nationale Organization. Wasserstoff-und Brennstoffzellentechnologie (2018). “*Country Overview Germany*”. Boston, Estados Unidos.

Disponibile en:

<https://www.energy.gov/sites/prod/files/2018/10/f56/fcto-infrastructure-workshop-2018-1-braunsdorf.pdf>

28. Gerd Harms, Dennitsa Nozharova, [German Hydrogen and Fuel Cells Association]. HyLaw (2018). “*National Policy Paper - Germany*”.

Disponibile en:

https://www.hylaw.eu/sites/default/files/2018-12/20181217_National%20Policy%20Paper%20DE%20en%20Final_0.pdf

29. Dennis Hayter, [German Hydrogen and Fuel Cells Association]. HyLaw (2018). “*UK National Policy Paper*”.

Disponibile en:

https://www.hylaw.eu/sites/default/files/2019-01/HyLaw%20UK%20Policy%20Paper_Final_December%202018.pdf

30. Isaac, T. (2019). *HyDeploy: The UK's First Hydrogen Blending Deployment Project*. Publicado en *Clean Energy*, 2019, Vol. 3 N° 2. Montpellier, Francia.
Disponible en:
<https://academic.oup.com/ce/article/3/2/114/5487479>
31. Sadler, Dan, et. al. (2017). “*H21 Leeds City Gate Project Report*.” City of Leeds.
Disponible en:
<https://www.h21.green/wp-content/uploads/2019/01/H21-Leeds-City-Gate-Report.pdf>.
32. Jan Piet van der Meer, Remco Perotti & Françoise de Jong. HyLaw (2018). “*National Policy Paper - Netherlands*”.
Disponible en:
https://www.hylaw.eu/sites/default/files/2019-03/HyLAW_National%20Policy%20Paper_Netherlands.pdf
33. Gülbahar Tezel y Robert Hensgens (2021). *HyWay27: hydrogen transmission using the existing natural gas grid? Final report for the Ministry of Economic Affairs and Climate Policy*.
Disponible en:
<https://www.hyway27.nl/en/latest-news/hyway-27-realisation-of-a-national-hydrogen-network>
34. Tokyo Metropolitan Government (TMG) (2016). “*Hydrogen Society by 2020*”
Disponible en
http://www.japan.go.jp/tomodachi/2016/spring2016/tokyo_realize_hydrogen_by_2020.html .
35. Mónica Nagashima. Études de Ifri, Ifri. (2018). “*Japan’s hydrogen strategy and its economic and geopolitical implications*”. Paris, Francia.
Disponible en:

<https://www.ifri.org/en/publications/etudes-de-lifri/japans-hydrogen-strategy-and-its-economic-and-geopolitical-implications>

36. National Conference of State Legislatures, (2019). “*Greenhouse Gas Emissions Reduction Targets and Market-based Policies*”.

Disponible en:

<https://www.ncsl.org/research/energy/greenhouse-gas-emissions-reduction-targets-and-market-based-policies.aspx>.

37. M. W. Melaina, O. Antonia, and M. Penev. National Renewable Energy Laboratory (2013). “*Blending Hydrogen into Natural Gas Pipeline Networks: A Review of Key Issues*”. Colorado, Estados Unidos.

Disponible en:

<https://www.nrel.gov/docs/fy13osti/51995.pdf>

38. Rodrigo Vásquez Torres, Pablo Tello Guerra, et al., por encargo de Sociedad Alemana para la Cooperación Internacional (GIZ) y el Ministerio de Energía de Chile (2021). “*Inyección de Hidrógeno en Redes de Gas Natural*”. GIZ.

Disponible en:

<https://www.4echile.cl/publicaciones/inyeccion-de-hidrogeno-en-redes-de-gas-natural/>

39. M. Abeysekera, N. Jenkins, M. Rees (2015). *Steady state analysis of gas network with distributed injection of alternative gas*. Publicado en *Elsevier*, 2019, Vol. 164, pp. 001-1002, Amsterdam, Holanda.

Disponible en:

<https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S0306261915007321?token=BB8540CCD A412204FC6C8C532F30A5A78E1CD8B48ADA5882F2CE7FF18A4C1A09C13D C8D3C60593CB4D04CF7B8A9B2C00&originRegion=us-east-1&originCreation=20211023083801>