VIABILIDAD DEL USO DE LAS REDES DE GAS NATURAL EN COLOMBIA PARA TRANSPORTE DE MEZCLA CON HIDRÓGENO COMO UNA POSIBLE ALTERNATIVA PARA SU ALMACENAMIENTO Y POSTERIOR USO COMO VECTOR ENERGÉTICO Y MATERIA PRIMA EN LA INDUSTRIA

MARY SOCORRO COTE FLÓREZ

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICO QUÍMICAS

ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MAESTRÍA EN INGENIERÍA DE PETRÓLEOS Y GAS

BUCARAMANGA

2021

VIABILIDAD DEL USO DE LAS REDES DE GAS NATURAL EN COLOMBIA PARA TRANSPORTE DE MEZCLA CON HIDRÓGENO COMO UNA POSIBLE ALTERNATIVA PARA SU ALMACENAMIENTO Y POSTERIOR USO COMO VECTOR ENERGÉTICO Y MATERIA PRIMA EN LA INDUSTRIA

MARY SOCORRO COTE FLÓREZ

Trabajo de grado para optar al título de

Magíster en Ingeniería de Petróleos y Gas

Director

John Fredy Velosa Chacón

Magíster en Ingeniería de Petróleos y Gas

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICO QUÍMICAS

ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

MAESTRÍA EN INGENIERÍA DE PETRÓLEOS Y GAS

BUCARAMANGA

2021

DEDICATORIA

Doy gracias al Dios de la vida por permitirme vivir éstos momentos tan especiales y por sus infinitas bendiciones que recibo día a día.

A mi Madre Celestial, por su protección maternal y su infinito amor.

A mis Padres, Ana Mary y Álvaro, quienes con su esfuerzo y dedicación me formaron como una persona de bien.

A mis queridos hermanos Álvaro Augusto y César Antonio, por ser mis ángeles quienes siempre están dispuestos a apoyarme y son mi ejemplo a seguir.

A mis hermosos sobrinos Sara Catalina, Cesar Emiliano y Juan Diego, a quienes amo con todo mi corazón.

A mi Tía Eumelina, gracias por ser nuestra compañía desde el cielo.

A toda mi familia que me ha acompañado en los momentos significativos de mi vida, en especial las metas que me he propuesto lograr.

A mis compañeros de clase, fue un placer haberlos conocido y haber compartido ésta maravillosa experiencia.

A todos mis amigos a quienes considero un regalo especial de la vida.

Gracias a todos por haber hecho de éstos momentos, recuerdos inolvidables atesorados en mi corazón.

¡Gracias Totales…!!!

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Industrial de Santander, por permitirme crecer profesionalmente.

Al Ingeniero John Fredy Velosa Chacón, director de mi tesis, por sus indicaciones y aportes para el desarrollo de éste trabajo de grado.

A los profesores de postgrado de la maestría por compartir sus conocimientos.

A todo el personal administrativo del programa por su apoyo y colaboración.

A todas las personas que aportaron para la realización de éste proyecto.

CONTENIDO

Pag.

INTRODUCCIÓN 15

1. HIDRÓGENO COMO VECTOR ENERGÉTICO 17

1.1 TIPOS DE HIDRÓGENO 21

1.2 CADENA DE VALOR DEL HIDRÓGENO 24

1.2.1 Métodos de producción del hidrógeno. 25

1.2.1.1 Producción de hidrógeno a partir de electricidad renovable. 25

1.2.1.2 Proceso de electrólisis 26

1.2.1.4 Producción de hidrógeno a partir de combustibles con carbono 30

1.2.1.5 Otros métodos para producir hidrógeno 33

1.2.2 Almacenamiento de hidrógeno 35

1.2.3 Transporte de hidrógeno 40

1.2.4 Usos finales 43

1.2.4.1 Uso de hidrógeno en sector de Transporte 43

1.2.4.2 Uso de hidrógeno en el Sector Industrial 45

1.2.4.3. Uso de hidrógeno en generación eléctrica 47

1.3 INYECCIÓN DE HIDRÓGENO A LA RED DE GAS NATURAL 48

1.3.1 Descarbonización del gas 49

1.3.2 Conversión y uso de infraestructura existente 51

1.3.3 Beneficios de la inyección de H_2 en redes de gas 59

2. ASPECTOS REGULATORIOS Y TÉCNICOS APLICABLES EN TRANSPORTE DE HIDRÓGENO POR REDES DE GAS NATURAL 61

2.1 ASPECTOS REGULATORIOS 61

2.1.1. Estrategia de la Unión Europea. 61

2.1.1.1 Integración del sistema energético 62

2.1.1.2 Estrategia de hidrógeno 64

2.1.2 Hoja de ruta 2050 para redes de gas 65

2.1.3 Hoja de ruta hacia una economía del hidrógeno en EE.UU.....70
2.1.4 Prospectiva energética para Colombia 74
2.1.4.1 Plan Energético Nacional 2020- 2050.....76
2.1.4.2 Hoja de ruta del hidrógeno en Colombia.....79
2.1.4.3 Proyecto de Ley 371 de 2020 84
2.2 PROYECTOS ACTUALES PARA EVALUACIÓN DEL IMPACTO DEL HIDRÓGENO EN DIFERENTES PROCESOS.....86
2.2.1 USA 86
2.2.2 España.....88
2.2.2.1 Proyectos en curso en España 89
2.2.3 Otros proyectos en Europa 90
2.3 RESULTADOS DE PRUEBAS Y LÍMITES REGLAMENTARIOS PARA LA ADMISIÓN DE HIDRÓGENO EN LA INFRAESTRUCTURA DE GAS NATURAL EXISTENTE Y SU USO FINAL.....91
2.4.1 Infraestructura de gas natural y electrodomésticos residenciales.....93
2.4.2 Procesos industriales.....93
2.4 LÍMITES DE MEZCLA DE HIDRÓGENO EN LA RED DE GAS NATURAL POR VOLUMEN EN ALGUNOS PAISES 96
3. IMPACTOS DE LA MEZCLA DE HIDRÓGENO EN LAS REDES DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL 100
3.1. COMPONENTES CLAVES DE LA INFRAESTRUCTURA 101
3.1.1 Descripción de la infraestructura de transporte en Colombia.....102
3.1.1.1. Campos distribuidos por cuencas 104
3.1.1.2. Empresas productoras de gas natural 105
3.1.1.3 Principales áreas productoras de gas natural en Colombia 106
3.1.1.4 Escenarios de producción de gas 106
3.1.1.5. Red de gasoductos 108
3.1.1.6. Estaciones de compresión de gas 108
3.1.1.7 Usuarios finales 110

3.2 INTEGRIDAD Y DURABILIDAD DE LOS MATERIALES 110
3.2.1 Deformación por tracción en material expuesto a hidrógeno 111
3.2.2 Influencia del hidrógeno en las propiedades mecánicas teniendo en cuenta diferentes concentraciones de hidrógeno y diferentes valores de presión 113
3.2.3 Degradación de las propiedades mecánicas teniendo en cuenta diferentes concentraciones de hidrógeno en mezcla con gas natural 117
3.2.4 Deformación a través del tiempo de carga del hidrógeno 120
3.3 OPERATIVIDAD 124
3.3.1 Quemadores residenciales 124
3.3.2 Combustión interna 134
3.3.2.1 Emisiones del motor 134
3.3.2.2 Análisis de combustión 138
3.3.2.3 Número de metanos 143
3.3.3 Eficiencia de combustión de calderas. 146
3.3.4 Turbinas a gas 148
3.4 SEGURIDAD 158
3.4.1 Características de seguridad de las mezclas de hidrógeno y metano 158
3.4.2 Modelo predictivo 160
3.4.3 Detección de gas 165
3.5 AMBIENTE 170
3.6 INFRAESTRUCTURA DEDICADA O LA CONVERSIÓN DE INFRAESTRUCTURA EXISTENTE 173
3.6.1 Propiedades físicas de las tuberías de transmisión 174
3.6.2 Calidad e integridad estructural de hidrógeno 175
4. COMPORTAMIENTO DE PARÁMETROS DE INTERCAMBIABILIDAD CONSIDERANDO FUENTES DE GAS NATURAL EN COLOMBIA 176
5. CONCLUSIONES 195
6. RECOMENDACIONES 198
BIBLIOGRAFIA 200

LISTA DE CUADROS

Pág.

Cuadro 1. Diferentes tipos de hidrógeno 21
Cuadro 2. Producción de hidrógeno a partir de gas natural.....31
Cuadro 3. Resumen de las categorías del proceso de producción de hidrógeno, materia prima y tecnologías posibles.....33
Cuadro 4. Procesos para almacenamiento de hidrógeno 35
Cuadro 5. Diferentes alternativas para el transporte de hidrógeno.....42
Cuadro 6. Beneficios de la inyección de hidrógeno en redes de gas natural.....59
Cuadro 7. Hoja de ruta de los habilitadores de hidrógeno (apoyo a políticas).....72
Cuadro 8. Hoja de ruta de los habilitadores de hidrógeno (equipos de suministros y uso final de hidrógeno) 73
Cuadro 9. Control de objetivos e indicadores PEN 2020- 2050.....77
Cuadro 10. Algunos proyectos en Europa 90
Cuadro 11. Comparación de propiedades de combustión del metano e hidrógeno 94
Cuadro 12. Campos distribuidos por cuenca 104
Cuadro 13. Listado de empresas productoras de gas natural 105
Cuadro 14. Principales áreas productoras de gas natural en Colombia 106
Cuadro 15. Red de gasoductos 108
Cuadro 16. Estaciones de compresión 108
Cuadro 17. Concentración de hidrógeno con diferente pre esfuerzo y tiempo de carga.....123
Cuadro 18. Características de seguridad de metano y gas natural - mezcla con hidrógeno.....160
Cuadro 19. Tiempos de reacción y actuación de válvulas 162
Cuadro 20. Problemas de intercambiabilidad del H_2.....177
Cuadro 21. Composición de los diferentes gases en estudio (% molar) de campos colombianos.....184

Cuadro 22. Comparación de propiedades de los gases 185
Cuadro 23. Especificación índice de Wobbe según la CREG.....188
Cuadro 24. Especificación Poder calorífico superior según la CREG.....191

LISTA DE FIGURAS

Pág.

Figura 1. Etapas de la cadena de valor del hidrógeno 24
Figura 2. Obtención de hidrógeno verde por electrólisis de agua a partir de electricidad 27
Figura 3. Diagrama de demanda energética vs. Temperatura de operación 28
Figura 4. Principio de funcionamiento de una pila/celda de combustible de hidrógeno 29
Figura 5. Porcentaje de hogares conectados a la red de gas 53
Figura 6. Pilares de la Hoja de Ruta 81
Figura 7. Metas del país en materia de hidrógeno a 2030 82
Figura 8. Límites reglamentarios para la admisión de hidrógeno en la infraestructura de gas natural existente y su uso final 92
Figura 9. Límites de mezcla de hidrógeno en la red de gas natural por volumen 97
Figura 10. Sensibilidad de la infraestructura de gas natural a la mezcla de hidrógeno 98
Figura 11. Esquema de los elementos físicos de la infraestructura de gas natural 102
Figura 12. Mapa general de la infraestructura de transporte en Colombia 103
Figura 13. Histórico de consumo por sectores 110
Figura 14. Ensayo de tracción en tubería de acero API L X52 con probetas cargadas en aire y después de la introducción de hidrógeno por proceso electrolítico bajo un potencial de V = −1 Volt. 112
Figura 15. Curva de desplazamiento carga-punzón de la prueba SP con respecto a las variaciones en la mezcla de gases a (a) 5 mPa, (b) 7 Mpa, (c) 10 Mpa 115
Figura 16. Influencia del hidrógeno añadido en las propiedades de tensión en muestras lisas (a) y con muescas (b) 118

Figura 17. Curvas de tensión-deformación del acero X100 bajo distintos tiempos de carga (a). Susceptibilidad a la fragilización por hidrógeno en función del tiempo de carga (b).....122
Figura 18. Configuración del quemador de estufa 125
Figura 19. Procedimiento de retroceso de un quemador de estufa 127
Figura 20. Características de las llamas del quemador de la estufa con adición de H_2.....128
Figura 21. Retroceso de la llama con 20% de adición de H_2 133
Figura 22. Emisiones del motor de combustible HCNG versus sincronización de chispa en condiciones de carga de 50% con diferentes concentraciones de H2.136
Figura 23. Emisiones del motor de combustible HCNG versus sincronización de chispa en condiciones de carga de 25% con diferentes concentraciones de H_2 .137
Figura 24. Emisiones del motor de combustible HCNG versus sincronización de chispa en condiciones de carga de 75% con diferentes concentraciones de H_2 .138
Figura 25. Presiones dentro del cilindro versus ángulo del cigüeñal con diferentes concentraciones de H_2.....139
Figura 26. Temperatura dentro del cilindro versus ángulo del cigüeñal con diferentes concentraciones de H_2 140
Figura 27. Fracción de masa quemada versus ángulo del cigüeñal a diferentes concentraciones de H_2.....141
Figura 28. Tasa de liberación de calor versus ángulos del cigüeñal con diferentes concentraciones de H_2.....142
Figura 29. Número de metano de diferentes gases sin / con mezcla de hidrógeno al 10%.....145
Figura 30. Perfiles de temperatura a un caudal de combustible constante.....150
Figura 31. Distribuciones de la fracción de masa de (a) CH_4 y (b) H_2 al 40% de porcentaje de H_2 151
Figura 32. Perfiles de temperatura a una velocidad constante del combustible ..153

Figura 33. Distribución de la temperatura de salida de la cámara de combustión para los casos de 0% y 40% de hidrógeno a una velocidad constante del combustible.....154
Figura 34. Intensidad en la turbulencia.....156
Figura 35. Distribución de la temperatura.....157
Figura 36. Velocidad de llama turbulenta.....157
Figura 37. Rangos de explosión del modelo de gas natural con diferentes contenidos de hidrógeno (datos en % molar de gas combustible), medidos a 20 ° C y presión atmosférica.....160
Figura 38. Evolución de la presión en el ACV para los tres casos de cierre de válvulas.....163
Figura 39. Respuesta del detector de CO de H_2.....167
Figura 40. Salida volumen instrumento inflamable con 50% en volumen de inflamables aplicados.....169
Figura 41. Representación gráfica del índice de Wobbe 179
Figura 42. Variación del Índice de Wobbe en mezclas de H_2/GN.....188
Figura 43. Variación del PCS en mezclas de H_2 / GN 190
Figura 44. Variación de la densidad relativa en mezclas de H_2 / GN.....192

RESUMEN

TÍTULO: VIABILIDAD DEL USO DE LAS REDES DE GAS NATURAL EN COLOMBIA PARA TRANSPORTE DE MEZCLA CON HIDRÓGENO COMO UNA POSIBLE ALTERNATIVA PARA SU ALMACENAMIENTO Y POSTERIOR USO COMO VECTOR ENERGÉTICO Y MATERIA PRIMA EN LA INDUSTRIA*

AUTOR: MARY SOCORRO COTE FLÓREZ**

PALABRAS CLAVES: GAS NATURAL, HIDRÓGENO, REDES DE GAS NATURAL, INTERCAMBIABILIDAD, INDICE DE WOBBE, PODER CALORÍFICO.

RESUMEN: En esta tesis se evalúa la posibilidad de inyectar hidrógeno en redes de gas natural.

En primer lugar, el hidrógeno se describe como un vector energético, teniendo en cuenta las diferentes vías de producción de hidrógeno y su cadena de valor asociada, tales como: instalaciones de producción, almacenamiento, transporte y usos finales. Luego, se analiza la conveniencia de inyectar hidrógeno en las redes de gas natural existentes en términos de su contribución a la descarbonización del sistema energético, incluyendo beneficios tanto ambientales como económicos.

En segundo lugar, se describen los aspectos regulatorios y técnicos aplicables al transporte de hidrógeno en redes de gas natural, incluyendo la Unión Europea, Estados Unidos y Colombia. Además, se incluye un resumen de los proyectos de mezcla de hidrógeno existentes.

También se tendrán en cuenta impactos de la mezcla en las redes de gas natural, se describe la infraestructura de gas natural en Colombia, también se describen aspectos como integridad y durabilidad de los materiales y la operatividad de algunos equipos, seguridad y medio ambiente.

En la parte final de esta tesis, se evalúan algunas corrientes de gas natural en Colombia teniendo en cuenta los parámetros más importantes para la intercambiabilidad tomando como base la resolución CREG 050 de 2018. También se establece el rango permitido de hidrógeno el cual no tendría mayores complicaciones al momento de transportar el gas natural en la estructura de gas natural ya existente.

---

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físico- Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Maestría en Ingeniería de Petróleos y gas. Director: Jhonn Fredy Velosa Chacón. Magíster en Ingeniería de Petróleos y Gas

ABSTRACT

TITLE: VIABILITY OF THE USE OF NATURAL GAS NETWORKS IN COLOMBIA FOR TRANSPORTATION OF MIXTURE WITH HYDROGEN AS A POSSIBLE ALTERNATIVE FOR ITS STORAGE AND SUBSEQUENT USE AS AN ENERGY VECTOR AND RAW MATERIAL IN THE INDUSTRY *

AUTHOR: MARY SOCORRO COTE FLÓREZ**

KEY WORDS: NATURAL GAS, HYDROGEN, NATURAL GAS NETWORKS, INTERCHANGEABILITY, WOBBE INDEX, CALORIFIC VALUE.

ABSTRACT: In this thesis, the possibility of injecting hydrogen into natural gas networks is evaluated.

First, hydrogen is described as an energy vector, taking into account the different hydrogen production pathways and its associated value chain such as: production facilities, storage, transport and final uses. Then, the convenience of injecting hydrogen into existing natural gas networks is analyzed in terms of its contribution to the decarbonization of the energy system, including both environmental and economic benefits.

Second, the regulatory and technical aspects applicable to the transport of hydrogen in natural gas networks is described, including the European Union, the United States and Colombia. Also, a summary of existing hydrogen blending projects is included.

Then, the impacts of the mixture on natural gas networks will be taken into account, the natural gas infrastructure in Colombia is described, aspects such as integrity and durability of materials and the operation of some equipment, safety and environment are also described.

In the final part of this thesis, some natural gas streams in Colombia are evaluated taking into account the most important parameters for interchangeability based on CREG resolution 050 of 2018. The allowed range of hydrogen is also established, which would not have greater complications when transporting natural gas in the existing natural gas structure.

---

* Mater´s Degree Final Work.

** Faculty of Physic. Chemistry Engineering. Petroleum Engineering School. Master´s degree in Petroleum and Gas Engineering. Director: Jhonn Fredy Velosa Chacón. Master in Oil and Gas Engineering

INTRODUCCIÓN

Actualmente el mayor porcentaje de energía empleada en el mundo proviene de los combustibles fósiles; el agotamiento progresivo de estas fuentes de energía ha puesto a la mayoría de países del mundo a buscar soluciones en energías que se aprovechan directamente de recursos inagotables tal como el sol, el viento, los cuerpos de agua, etc. y que son conocidas como energías alternativas o renovables.

Entre todas las alternativas verdes introducidas, el hidrógeno, debido a su abundancia y diversas fuentes de producción, se está convirtiendo en una opción limpia y verde cada vez más viable para el transporte y el almacenamiento de energía. Los gobiernos están financiando considerablemente investigaciones relevantes y el público está comenzando a hablar sobre el hidrógeno como un posible combustible futuro. La producción, el almacenamiento, la entrega y la utilización del hidrógeno son las partes clave de la economía del hidrógeno.

El aumento del uso de energías renovables requiere nuevos enfoques para el almacenamiento y el transporte de energía. Uno de estos enfoques es almacenar y transportar hidrógeno en redes de gasoductos de gas natural. La mezcla de hidrógeno en la red de gas natural existente parece ser una estrategia para almacenar y entregar energía renovable a los diferentes mercados.

Con el creciente interés en el hidrógeno como fuente de combustible, la mezcla de hidrógeno con gas natural brinda la oportunidad de aumentar la demanda de hidrógeno al tiempo que reduce las emisiones de carbono y optimiza el uso de la infraestructura de gas natural existente a medida que se desarrolla el mercado del hidrógeno.

Al transportar una mezcla de hidrógeno y gas natural, la infraestructura de gas natural existente puede utilizarse para acelerar el crecimiento del uso de hidrógeno, además, la obtención de hidrógeno utilizando el exceso de electricidad y la mezcla

de ese hidrógeno en las tuberías de gas natural aprovechará la capacidad de almacenamiento inherente de la red de suministro de gas.

La mezcla de hidrógeno en la infraestructura de gas natural existente evitaría (o al menos retrasaría) los altos costos de capital necesarios para desarrollar una infraestructura de transmisión y distribución dedica para el hidrógeno.

La energía del hidrógeno es una solución viable para reducir la dependencia del consumo de combustibles fósiles y descarbonizar una serie de sectores energéticos.

A pesar de los beneficios que trae la mezcla de hidrógeno y gas natural, existen varios desafíos que deben tenerse en cuenta, por ejemplo, la compatibilidad con las tuberías ya que, según su composición y las condiciones de funcionamiento, el contacto con el hidrógeno puede debilitar algunas tuberías. El material utilizado en las tuberías más antiguas, las presiones altas, entre otros hacen que la inyección de hidrógeno en esos casos sea estudiada con más cuidado.

Otro desafío al que se enfrenta la mezcla de hidrógeno en el gas natural es la tolerancia de los equipos de uso final ya que la proporción del hidrógeno en la mezcla debe ser tal que el equipo de uso final conectado a la red la pueda tolerar; la adición de hidrógeno al gas natural requiere consideraciones también con respecto a los sistemas de combustión, así como el impacto en los compresores y turbinas y equipos de combustión entre otros.

Se espera que el hidrógeno contribuya de manera significativa al cambio mundial hacia una economía más limpia ya que ayudaría a cumplir los objetivos de reducción de emisiones.

1. HIDRÓGENO COMO VECTOR ENERGÉTICO

Las necesidades energéticas mundiales crecen de una manera acelerada, sin embargo, las reservas actuales de combustibles fósiles se agotan de forma rápida, lo que ha llevado a explorar nuevas fuentes energéticas alternativas y renovables.

El petróleo, por su relativa facilidad de extracción, transporte y almacenamiento, ha sido la base de nuestra energía en los últimos tiempos, sustituyendo en gran medida a las energías anteriores como el agua, el viento, la madera o el carbón. El uso del petróleo en cantidades tan importantes como se consumen en la actualidad no ha dejado de tener un impacto negativo en nuestro medio ambiente, en el que además de las contaminaciones locales por derrames, se observa la creciente contaminación ambiental que está estrechamente ligada con la utilización de hidrocarburos que causan gran parte del calentamiento global por acumulación de CO_2 en la atmósfera y gases como nitruros, sulfuros y material particulado que deterioran la salud y los ecosistemas.

Hoy en día, con el rápido agotamiento de los combustibles fósiles (carbón, gas natural y petróleo), el desarrollo de energías renovables basadas en fuentes de energía con suministro suficiente y sostenible a largo plazo cuenta con una gran demanda. A nivel mundial se ha prestado cada vez más atención a explorar métodos novedosos para desarrollar tecnologías de energía renovable[5].

Las perspectivas de hidrógeno asequible están mejorando rápidamente, lo que es una buena noticia para una descarbonización rentable de la economía. También ofrece la perspectiva de crear actividades económicas y puestos de trabajo en un sector, sostenible y relevante a nivel mundial.

A nivel Europeo, se tiene una clara ambición de estimular la expansión del hidrógeno antes de 2030, como se destaca en *Hydrogen Strategy* y Energy

[5] MA, Y., Wang, X., Jia, Y., Chen, X., Han, H., & Li, C. (2014). Titanium dioxide-based nanomaterials for photocatalytic fuel generations. Chemical reviews, 114(19), 9987-10043.

Integration Strategy, ambas publicadas el 8 de julio de 2020. Diferentes países de la unión europea muestran un gran potencial para la producción de hidrógeno renovable y bajo en carbono en grades volúmenes. El estudio *Gas for Climate*, publicado recientemente, "*Gas Descarbonisation Pathways 2020 to 2050*", describe que se podría producir una gran cantidad de 1700 TWh de hidrógeno en la UE para 2050. De acuerdo con dicho documento, la producción de hidrógeno puede basarse en la energía solar fotovoltaica, por ejemplo, en España e Italia o basado en energía eólica marina, por ejemplo, en los mares del Norte y Báltico. La producción de hidrógeno también puede ser hidrógeno renovable producido en ubicaciones (probablemente agrupaciones industriales) con buenos enlaces de transporte a ubicaciones de almacenamiento de carbono. Además de la producción interna de la Unión Europea, también hay una perspectiva prometedora de importaciones a gran escala de hidrógeno (principalmente renovable).[6]

Para el caso de América, Tres plantas de energía en Nueva York, Virginia y Ohio probarán si el hidrógeno puede algún día reemplazar al gas natural en la generación eléctrica. Se espera que las plantas estén en servicio entre 2023 y 2025, y el hidrógeno se utilizará para sustituir el gas a medida que esté disponible[7].

Para América latina, Chile creará la primera planta de hidrógeno verde en Latinoamérica, en la región de Magallanes se instalará la planta de hidrógeno verde denominada Haru Oni, que producirá anualmente 130 mil litros de combustible carbono neutral con energía eólica, y contará con una inversión de $38 millones de dólares. Además, permitirá la creación de 50 mil nuevos empleos hacia el 2030. Se reemplazará el combustible fósil usado en transporte, calefacción, e industrias. Costa Rica avanza en el desarrollo de transportes a base de hidrógeno verde. En un país donde el 18% de la flota vehicular genera aproximadamente el 43% de las

[6] WANG, A., van der Leun, K., Peters, D., & Buseman, M. (2020). European Hydrogen Backbone. Gasunie: Utrecht, The Netherlands.

[7] Hidrógeno llega a EE.UU. y pone en peligro el reinado del gas. [Sitio Web]. (2020). [Consulta: 28 de agosto de 2021. Disponible en: https://www.elespectador.com/economia/hidrogeno-llega-a-eeuu-y-pone-en-peligro-el-reinado-del-gas-article/

emisiones de GEI, se formó la Alianza por el Hidrógeno, un grupo conformado por empresas públicas y privadas que pertenecen a diferentes sectores en Costa Rica. La Alianza está trabajando con grupos y fundaciones para generar oferta y demanda del hidrógeno de manera simultánea.

Argentina apuesta por el hidrógeno como política de Estado en la matriz energética. El Consejo Económico y Social impulsó una serie de encuentros dirigidos a la elaboración de una Estrategia Nacional de Hidrógeno 2030. Uruguay da el paso oficial para ser productor de hidrógeno verde con su primer piloto de producción de hidrógeno verde llamado H_2U. Perú está apto para producir hidrógeno verde en escala de exportación, los próximos 4 a 5 años serán clave para que Perú se posicione en la producción de hidrógeno verde como abastecedor local e internacional[8].

Colombia le sigue apostando a nuevas fuentes de energía renovable como el hidrógeno, tanto así que espera en un futuro convertirse en exportador clave de este elemento como combustible tanto para temas domésticos como más industriales y/o de transporte. Actualmente, Colombia cuenta con 53 proyectos entre los que se encuentran 13 grandes solares y con los que se han alcanzado 247 megavatios. Esto, sumado a la planeación y ejecución de un modelo de subastas, ha permitido dar un salto histórico en la incorporación de energía renovable para asegurar 14 proyectos eólicos y solares. El compromiso del gobierno actual es superar una participación de fuentes renovables no convencionales cercana al 0,2 %. “Ya nos acercamos en menos de dos años a un poco más del 10 % y estaremos llegando a más del 14 % en agosto de 2022”[9]. Se espera que el Gobierno Nacional llegue a

[8] Alianza Clima y Desarrollo. [Sitio Web]. El radar climático en América Latina (2021) [Consulta: 28 de agosto de 2021] Disponible en: https://cdkn.org/2021/07/destacado-hidrogeno-verde-la-energia-del-futuro-en-america-latina/?loclang=en_gb

[9] Ivan Duque, presidente actual de Colombia

1.000 MW en este 2021 y avanzar hacia la meta del año entrante que es más de 3.056 MV entre instalados y comprometidos[10]

El hidrógeno es una sustancia capaz de almacenar energía que después puede ser liberada de forma controlada en otro lugar. De esta forma, es comparable a una batería de litio que almacena electricidad, y no a uno combustible fósil como el gas natural. El potencial del hidrógeno en la lucha contra el cambio climático está en su capacidad para sustituir a los combustibles fósiles en aquellas aplicaciones con mayor complejidad de descarbonización, como puede ser el transporte marítimo y aéreo o algunos procesos industriales. Además, también tiene un gran potencial como sistema de almacenamiento de energía estacional (a largo plazo), acumulando energía durante períodos largos de tiempo que después puede ser utilizada a demanda.

Cuando hace unas décadas se hablaba del hidrógeno como el combustible del futuro, parecía una realidad muy distante. Pero el futuro ya está aquí con planes nacionales y multilaterales que están destinando inversiones muy elevadas a que el hidrógeno sustituya a otras fuentes de energía no renovable que han causado severos daños al planeta. “Quizás no nos damos cuenta, pero estamos ya en ese futuro en el que el hidrógeno ya está dando sus pasos”[11] Si bien el hidrógeno es el elemento químico más abundante del planeta, no se encuentra disponible como molécula en ningún yacimiento; hay que obtenerlo de otras fuentes.

A continuación, se describirán los tipos de hidrógeno existente, la cadena de valor del hidrógeno iniciando con la producción, almacenamiento y transporte, así como también se tendrá en cuenta los diferentes usos que este energético puede tener,

[10] VALORA ANALITIK; Valora sostenible; Colombia buscará posicionarse como exportador de hidrógeno verde y azu; Medellín Colombial; 17 junio de 2021. [consulta 15 Noviembre 2021] Disponible en: https://www.valoraanalitik.com/2021/06/17/colombia-buscara-posicionarse-exportador-hidrogeno-verde-y-azul/

[11] Alejandro Karelovic, Facultad de Ingeniería de la Universidad de Concepción (Chile).

entre los cuales se encuentran: producción de electricidad, creación de materias primas, productos químicos, entre otros.

La producción y distribución de hidrógeno, en especial el verde, no es rentable en este momento ante otros combustibles fósiles como el petróleo o el gas natural ya que no se cuenta con una infraestructura para transportarlo. Es por esto que una de las alternativas con mayor viabilidad es la de inyección de hidrógeno en las redes del gas natural, aprovechando de esta forma la infraestructura existente para transportarlo. En la última parte de éste numeral se tratará la inyección de hidrógeno a las líneas de gas existentes teniendo en cuenta la descarbonización del gas, conversión y uso de infraestructura existente.

1.1 TIPOS DE HIDRÓGENO

Si bien el hidrógeno es el elemento químico más abundante del planeta, no se encuentra disponible como molécula en ningún yacimiento. Hay que producirlo a partir de múltiples procesos y fuentes de energía; por tal motivo, en la industria se ha vuelto de uso común la nomenclatura basada en códigos de colores a través de la cual es posible identificar tanto la fuente de energía primaria como los procesos asociados con su obtención. A continuación, se describen los principales tipos de hidrógeno en la industria, no obstante, teniendo en cuenta las diferentes combinaciones que se pueden dar entre estos elementos (fuente de energía y método), se podrían tener muchas otras alternativas.

Cuadro 1. Diferentes tipos de hidrógeno

TIPO DE HIDRÓGENO	FUENTE PRIMARIA DE ENERGÍA	PROCESOS REQUERIDOS	SUB PRODUCTO DEL PROCESO / INFORMACIÓN ADICIONAL
HIDRÓGENO GRIS	El hidrógeno gris se produce a partir de	Los procesos empleados para	La producción de hidrógeno conlleva emisiones

	combustibles fósiles, gas natural o carbón,	producir hidrógeno gris son los procesos de reformado con vapor de metano (SMR)* y gasificación de carbón respectivamente.	sustanciales de CO_2, lo que hace que estas tecnologías de hidrógeno no sean adecuadas para una ruta hacia las emisiones netas cero.
HIDRÓGENO AZUL	Se denomina hidrógeno azul al hidrógeno gris que durante su producción incorpora sistemas de captura y almacenamiento de carbono (CCS)** para minimizar las emisiones contaminantes.	Alrededor de las tres cuartas partes de hidrógeno que se produce actualmente es a partir del gas natural, la modernización del proceso empleando la tecnología CCS** permitirá el uso continuo de los activos existentes y, al mismo tiempo, lograr menores emisiones de GEI (gas efecto invernadero)	El hidrógeno azul tiene limitaciones que hasta ahora han restringido su despliegue: utiliza recursos finitos, está expuesto a las fluctuaciones de los precios de los combustibles fósiles y no respalda los objetivos de seguridad energética. Además, el hidrógeno azul enfrenta problemas de aceptación social, ya que está asociado con costos adicionales para el transporte y almacenamiento de CO_2 y requiere el monitoreo del CO_2 almacenado. El hidrógeno azul es visto solo como una transición a corto plazo para facilitar el desarrollo de otras fuentes de hidrógeno hacia emisiones neta cero.
HIDRÓGENO TURQUESA	El hidrógeno turquesa combina el uso de gas natural como materia prima sin producción de CO_2.	El hidrógeno turquesa se logra mediante el proceso de pirolisis, a partir del cual el carbono	Teniendo en cuenta que ya existe un mercado para el carbón negro, este tipo de producción de hidrógeno proporciona en los proyectos

		del metano se convierte en carbón negro sólido.	una fuente de ingresos adicional con la ventaja de almacenamiento y transporte que tiene el carbón sólido en comparación con el CO_2 gaseoso. Por el momento, el hidrógeno turquesa todavía se encuentra en la etapa piloto.
HIDRÓGENO VERDE	Entre los diferentes tonos de hidrógeno el HIDRÓGENO VERDE, es decir, el hidrógeno producido a partir de energía renovable, es el más adecuado para una transición energética totalmente sostenible.	Las opciones tecnológicas más usadas para producir hidrógeno verde es la electrólisis del agua alimentada por electricidad renovable. Existen otras soluciones basadas en energías renovables para producir hidrógeno, sin embargo, a excepción de SMR* con biogás, estas no son tecnologías maduras a escala comercial todavía (IRENA, 2018).	La producción de hidrógeno verde a través de la electrólisis es consistente con la ruta neta cero, permite la explotación de sinergias del acoplamiento sectorial, disminuyendo así los costos de tecnología y brindando flexibilidad al sistema eléctrico. Los bajos costos de ERV (energía renovable variable) y las mejoras tecnológicas están disminuyendo el costo de producción de hidrógeno verde. Por estas razones, el hidrógeno verde de la electrólisis del agua ha ganado un interés creciente.[12]

* SMR (Steam Methane Reforming)

**CCS (carbon capture and storage)

FUENTE: FRANKE, A., & Baratti, G. (2020). Green Hydrogen: A Guide to Policy Making. 2020. S&P Global Platts, 9.

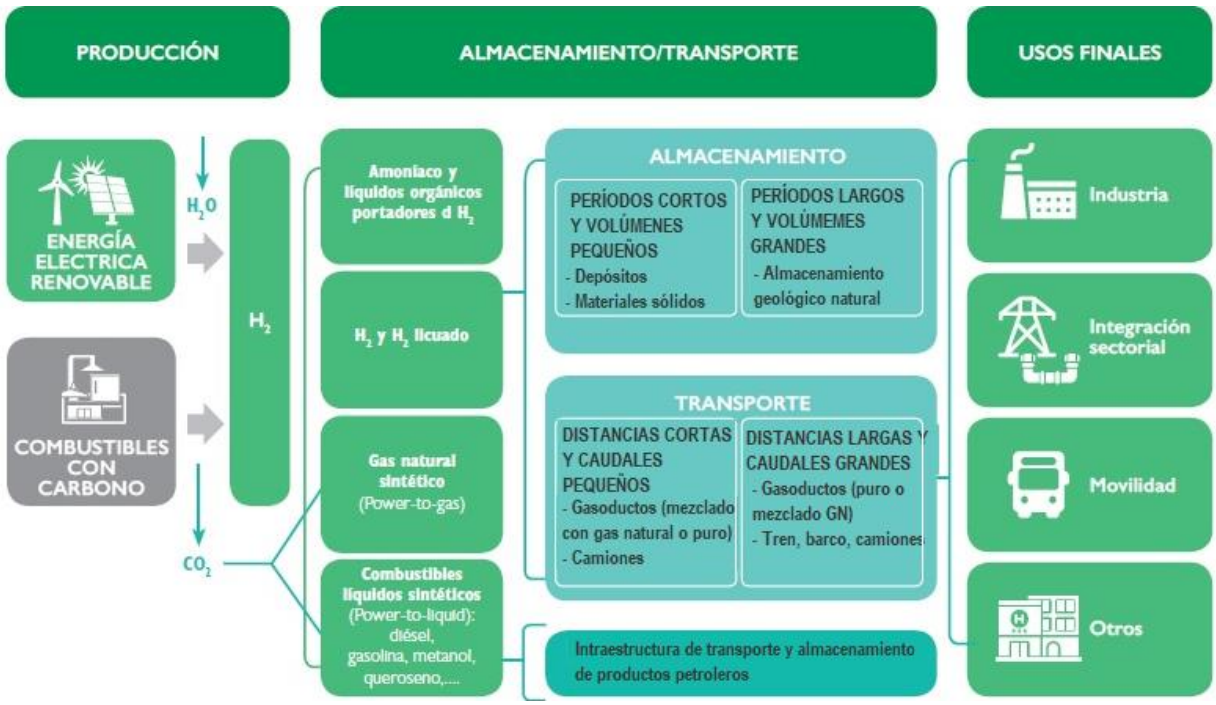
[12] FRANKE, A., & Baratti, G. (2020). Green Hydrogen: A Guide to Policy Making. 2020. S&P Global Platts, 9

1.2 CADENA DE VALOR DEL HIDRÓGENO

El hidrógeno no es una fuente de energía primaria sino un vector energético, esto es, un producto que requiere de una aportación de energía para ser obtenido y que cuenta con la particularidad de ser capaz de almacenar energía para, posteriormente, ser liberada de forma gradual cuando sea requerida[13].

En cuanto a las etapas de la cadena de valor del hidrógeno, se resumen en la figura 1 y a continuación se describe cada una de ellas:

Figura 1. Etapas de la cadena de valor del hidrógeno



Fuente: MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA Y EL RETO DEMOGRÁFICO (MITERD). (2020). Hoja de ruta del hidrógeno: Una apuesta por el

[13] MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA Y EL RETO DEMOGRÁFICO (MITERD). (2020). Hoja de ruta del hidrógeno: Una apuesta por el hidrógeno renovable. (p. 11-12). Madrid: Vicepresidencia cuarta del gobierno de España.

hidrógeno renovable. (p. 11-12). Madrid: Vicepresidencia cuarta del gobierno de España.

1.2.1 Métodos de producción del hidrógeno. El hidrógeno no es una fuente primaria de energía como el carbón, el petróleo o el gas natural. No se encuentra libre en la naturaleza, es un transportador de energía como la electricidad y hay que producirlos a partir de energía primarias.

Existen varios métodos para producir hidrógeno, con grandes diferencias entre ellos en cuanto a la materia prima, al propio proceso de producción o a la madurez de la tecnología asociada al proceso.

A continuación, se describirán algunos métodos de producción de hidrógeno iniciando con la producción de hidrógeno a partir de electricidad renovable como energía eólica y energía fotovoltaica, se describirá el proceso de electrólisis y también la producción de hidrógeno a partir de combustibles con carbono. Por último, en éste numeral se describirán algunos procesos novedosos para producir hidrógeno con tecnologías que se encuentran en proceso de desarrollo como electrofotólisis, biofotólisis, termólisis, entre otras.

1.2.1.1 Producción de hidrógeno a partir de electricidad renovable. Casi la totalidad del hidrógeno actual se produce a partir de hidrocarburos como el gas natural y el carbón. Como consecuencia, la producción de hidrógeno es responsable de la emisión de alrededor de 830 millones de toneladas de dióxido de carbono por año, equivalente a las emisiones de CO_2 del Reino Unido y Francia combinadas.

Sin embargo, existe una alternativa no contaminante, el llamado hidrógeno verde. Se trata de hidrógeno obtenido a través de la electrólisis del agua. Para este proceso se requiere electricidad, por lo que, si se utiliza la generación de una fuente renovable, se habrá obtenido hidrógeno sin emisiones en el proceso.

Con la disminución de los costes de la electricidad renovable, en particular de la energía solar fotovoltaica y la eólica, el interés por el hidrógeno verde está creciendo y se han realizado varios proyectos de demostración en los últimos años. (REVÉ, 2020).

La construcción de electrolizadores en ubicaciones con buenas condiciones de recursos podría convertirse en una opción de suministro de bajo coste para el hidrógeno, incluso después de tener en cuenta los costes de transmisión y distribución de transporte de hidrógeno desde ubicaciones renovables, a menudo remotas, a los usuarios finales[14].

1.2.1.2 Proceso de electrólisis. La electrólisis del agua es una tecnología desarrollada, que cuenta con aplicaciones comerciales desde hace varios años; de forma teórica se puede afirmar que la electrólisis del agua se produce cuando se hace pasar una corriente eléctrica entre dos electrodos sumergidos en un electrolito, consiste en dos reacciones de reducción-oxidación complementarias, expresadas estequiométricamente de la siguiente forma:

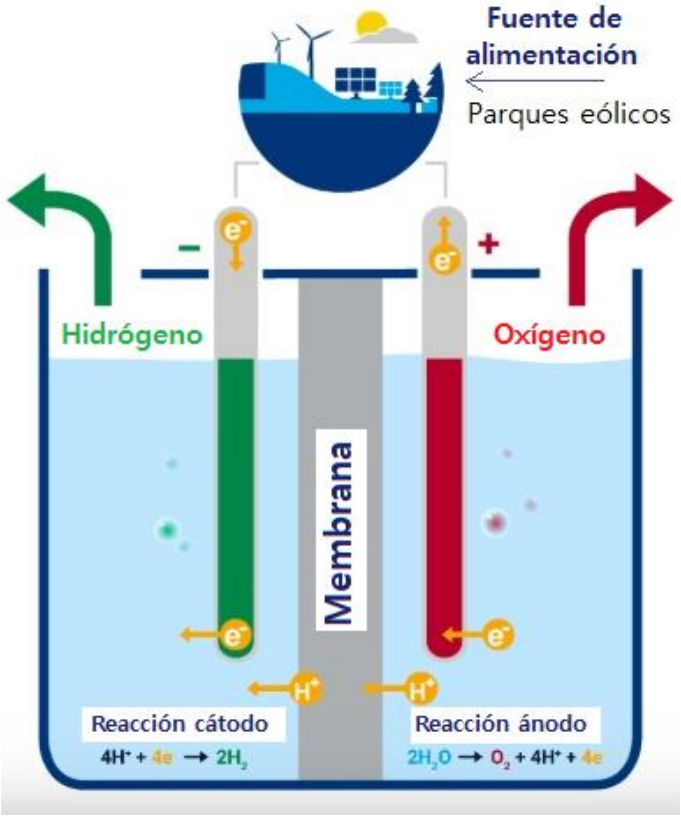
$$2H_2O + 2e^- \rightarrow 2OH^- + H_2 \quad (Cátodo)$$

$$2OH^- \rightarrow H_2O + {}^1/_2\, O_2 + 2e^- \quad (Ánodo)$$

$$H_2O \xrightarrow{\Delta H} H_2 + {}^1/_2\, O_2$$

[14] REVE (Revista Eólica y del Vehículo Eléctrico). Energías renovables, Eólica, Operación del Sistema: Hidrógeno a partir de eólica y solar, el futuro. 21 Enero 2020. [Consultado: 07 de agosto de 2020]. Disponible en: https://www.evwind.com/2020/01/21/hidrogeno-a-partir-de-eolica-y-solar-el-futuro/

Figura 2. Obtención de hidrógeno verde por electrólisis de agua a partir de electricidad



Fuente: REVE (Revista Eólica y del Vehículo Eléctrico). Energías renovables, Eólica, Operación del Sistema: Hidrógeno a partir de eólica y solar, el futuro. 21 Enero 2020. [Consultado: 07 de agosto de 2020]. Disponible en: https://www.evwind.com/2020/01/21/hidrogeno-a-partir-de-eolica-y-solar-el-futuro/

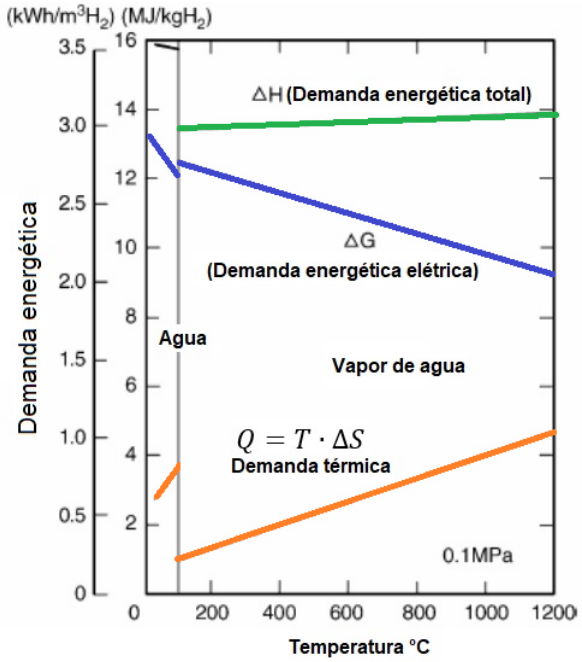
La entalpía de reacción para llevar a cabo la descomposición del agua en sus elementos constituyentes (ΔH), puede expresarse según:

$$\Delta H = \Delta G + T \cdot \Delta S \qquad [1]$$

Donde ΔG es el término ligado a la energía eléctrica necesaria para poder llevar a cabo las reacciones de electrólisis y T·ΔS está vinculado a la energía calorífica.

Según la ecuación 1, la operación a temperaturas elevadas favorecerá la reducción del valor de ΔG. Este efecto puede visualizarse en un diagrama de demanda energética frente a temperatura para el agua. Cuanto mayor es la temperatura de operación, menor es el requerimiento eléctrico para la electrólisis; por tanto, temperaturas altas favorecen la electrólisis a menores costes energéticos eléctricos[15].

Figura 3. Diagrama de demanda energética vs. Temperatura de operación

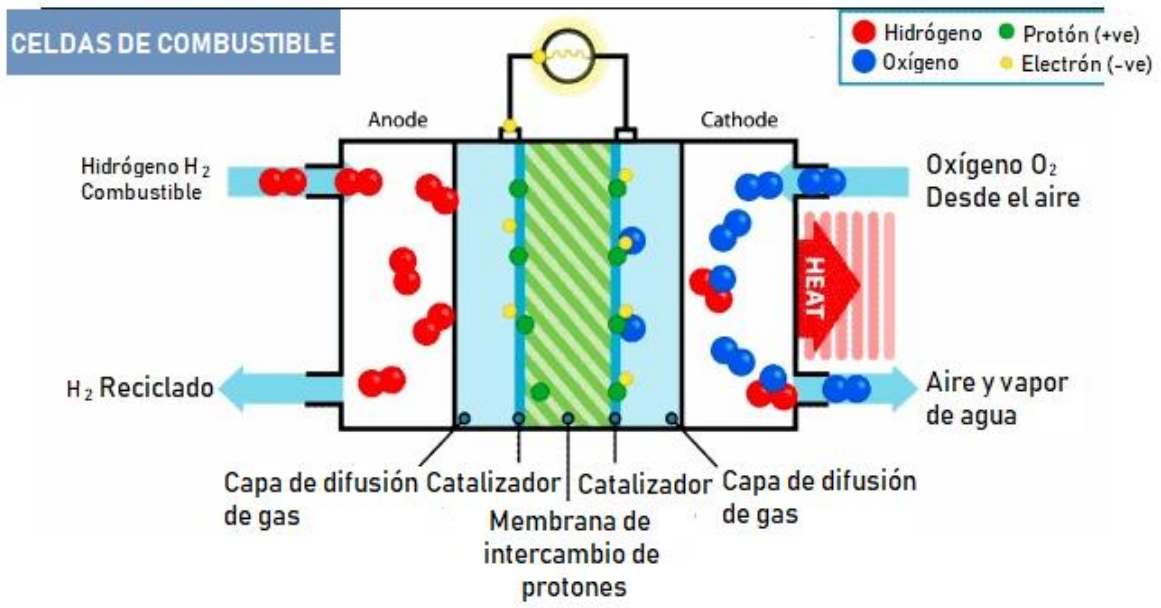


FUENTE: GODINO OJER, M., González Rodal, D., Milla Díez, L., & Pérez Mayoral, E. (2016). Efemérides: 250 años del descubrimiento del hidrógeno por Henry Cavendish: Experiments on Factitious Air. Revista 100cias@ uned, Nueva época, 9, 140-147.

[15] CARDONA, I. H. (2012). Desarrollo de nuevos materiales de electrodo para la obtención de Hidrógeno a partir de la electrólisis alcalina del agua (Doctoral dissertation, Universitat Politècnica de València).

1.2.1.3 Producción de electricidad a partir de hidrógeno. Para la obtención de electricidad a partir de hidrógeno, se realiza precisamente la reacción inversa a la descrita anteriormente para la obtención de hidrógeno, es decir, en éste caso se hace reaccionar con oxígeno, obteniendo electricidad y agua. Al dispositivo encargado de realizar ésta reacción se le llama pila o celda de combustible. De esta forma, la generación de electricidad con pilas de combustible a partir de hidrógeno es 100% limpia y además como subproducto se genera agua potable.

Figura 4. Principio de funcionamiento de una pila/celda de combustible de hidrógeno



Fuente: REVE (Revista Eólica y del Vehículo Eléctrico). Energías renovables, Eólica, Operación del Sistema: Hidrógeno a partir de eólica y solar, el futuro. 21 Enero 2020. [Consultado: 07 de agosto de 2020]. Disponible en: https://www.evwind.com/2020/01/21/hidrogeno-a-partir-de-eolica-y-solar-el-futuro/

La pila de combustible convierte en electricidad la energía química de un combustible que recibe del exterior y es capaz de suministra energía eléctrica de

forma continua mientras se mantenga el aporte de este combustible. Uno de los reactivos de la pila es siempre el oxígeno, que actúa como oxidante en el cátodo y que, dada su disponibilidad en el aire, generalmente no es necesario almacenar. El combustible propiamente dicho es habitualmente el hidrógeno, que suministrado en forma directa o a partir del reformado de un primer combustible (metanol o etanol, por ejemplo) alimenta la pila.

Las mayorías de las pilas de combustibles son, en realidad, una suma de pilas individuales, que reciben el nombre de células o celdas de combustible. Una célula de combustible consta de dos electrodos, ánodo (-) y cátodo (+) separados por un electrolito sólido o líquido. Es uno de los tipos más conocidos y sencillo de pila. En el ánodo se produce la reacción del hidrógeno, que se disocia en 2 protones y 2 electrones. Los protones o iones positivos de hidrógeno circulan a través de la membrana hasta el cátodo, mientras los electrones, que no pueden atravesar la membrana, se escapan por un circuito eléctrico que conecta los dos electrodos. Este flujo de electrones es la corriente eléctrica que alimentará, por ejemplo, el motor eléctrico de un coche. Una vez atravesado el circuito, los electrones entran en el cátodo, donde se combinan con los protones y el oxígeno del aire para formar agua[16].

1.2.1.4 Producción de hidrógeno a partir de combustibles con carbono. Aunque el H_2 puede producirse mediante el proceso de reformado del gas natural, nafta, fuel pesado o carbón, la relación atómica H/C (hidrógeno/carbono) más elevada de la molécula CH_4 con respecto a otros combustibles indica que el gas natural, cuyo componente mayoritario es el CH_4, sea el precursor más idóneo para producir hidrógeno

[16] ASENCIO, P. (2007). Hidrógeno y pila de combustible. Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid [en línea]. Disponible en: http://www. fenercom. com/pdf/publicaciones/cuadernos-energias-renovables-paratodos-hidrogeno-y-pila-de-combustible. pdf [última consulta: 07 Abril 2020].

Actualmente, el hidrógeno que se produce es en gran parte a partir del reformado del gas natural con vapor. Sin embargo, este método de producción no reduce las emisiones de gases de efecto invernadero y aparte requiere de altas temperaturas y altas presiones, lo que implica un alto suministro energético. Además, no ayuda a resolver el tema del uso de la energía limpia puesto que utiliza una fuente de energía no renovable para producirlo[17].

La reformación de metano es un proceso industrial importante para la producción de H_2/gas de síntesis. Existen varias vías para obtener estos productos:

- Reformación de metano con vapor (RMV)
- Reformación de metano con CO_2, llamada reformación seca de metano (RSM).
- Oxidación parcial catalítica de metano (OPM).

A continuación, se describe cada una de ellas:

Cuadro 2. Producción de hidrógeno a partir de gas natural

PROCESO	REACCIÓN	CONSUMO DE ENERGÍA	SUPRODUCTO DEL PROCESO
REFORMADO DE METANO CON VAPOR (RMV)	Es un proceso utilizado a lo largo de varias décadas para producir H_2. Por tratarse de la tecnología más económica, este proceso es el que se utiliza en la actualidad en la producción industrial del hidrógeno. La reacción es: $CH_4 + H_2O \leftrightarrow CO + 3H_2$ (ΔHr_{298K} = 206 kJ/mol)	La reacción posee una entalpía de reacción estándar de 206,14 KJ/mol, por tanto, es endotérmica. Se produce a temperaturas alrededor de 900°C y presión total de 20-30 bar.	El gas de salida es rico en hidrógeno, pero contiene una cierta proporción de CO que a su vez se transforma en otro reactor o incluso en dos, en hidrógeno. El gas resultante tiene un contenido elevado de

[17] Lakshmanareddy, N., Rao, V. N., Cheralathan, K. K., Subramaniam, E. P., & Shankar, M. V. (2019). Pt/TiO2 nanotube photocatalyst–Effect of synthesis methods on valance state of Pt and its influence on hydrogen production and dye degradation. Journal of colloid and interface science, 538, 83-98.

	El gas natural reacciona con vapor de agua sobre un catalizador de níquel colocado en el reformado primario.		hidrógeno, junto a CO_2 y cantidades mucho más bajas de metano no convertido y CO remanente[18].
REFORMADO DE METANO CON CO_2	Llamada reformación seca (RSM) la cual está definida por la siguiente ecuación: $CH_4 + CO_2 \leftrightarrow 2CO + 2H_2$ (ΔHr_{298K} = 264 kJ/mol) La RSM es un proceso beneficioso desde el punto de vista ambiental, y con materia prima abundante a partir de las reservas de gas natural con cantidades sustanciales de CO_2.	Este proceso requiere mucha energía ya que posee una entalpía de 264 kJ/mol, por tanto, es endotérmica.	Los catalizadores usados sufren una rápida desactivación por la formación de coque.[19]
OXIDACIÓN PARCIAL	La oxidación parcial (conocida por sus siglas POX*) consiste en una oxidación incompleta de un hidrocarburo, por ejemplo, gas natural, donde solo se oxida el carbono (y solo hasta monóxido de carbono), quedando libre el hidrógeno, según la siguiente reacción: $CH_4 + {}^1/_2\, O_2 \leftrightarrow CO + 2H_2$ (ΔHr_{298K} = -36 kJ/mol) .	La entalpía estándar de reacción es de -36 kJ/mol, siendo por tanto una reacción exotérmica, pudiendo así prescindir de quemadores externos para mantener la reacción. La reacción se verifica con oxígeno puro o con aire en presencia de catalizadores y transcurre a	La elevada presencia de monóxido de carbono en el gas obtenido tiene el riesgo de la deposición de carbonilla, especialmente si la reacción ocurre a presión elevada, lo que es deseable para lograr reformadores más compactos. Esta carbonilla depositada

[18] FIERRO, J. L. G. (2011). El hidrógeno: metodologías de producción. Lychnos, (6), 50-54.

[19] GARCÍA, A., GARCÍA, L., LÓPEZ, E., BECERRA, N., & OJEDA, I. (2010). Reformado auto-térmico de metano con CO_2, vapor y O_2 a gas de síntesis, sobre catalizadores estructurados basados en perovskitas. Avances en química, 5(2), 87-93.

	La eficiencia del proceso es de alrededor del 70% en grandes producciones industriales.[20]	temperaturas superiores a 800ºC.	sobre los catalizadores inhibe la continuación del proceso.

* POX: Partial Oxidation

1.2.1.5 Otros métodos para producir hidrógeno. (Dawood, *et al.* 2020) en su trabajo, describen algunos enfoques novedosos para producir hidrógeno en vías más rentables a través de algunas tecnologías prometedoras de rápido desarrollo[21]. Ver Cuadro 3.

Cuadro 3. Resumen de las categorías del proceso de producción de hidrógeno, materia prima y tecnologías posibles

CATEGORÍA DEL PROCESO	ENERGÍA I/P	MATERIA PRIMA HIDROCARBUROS (H) NO-HIDROCARBUROS (N)	TECNOLOGÍA	Ef.(%)	*LIMPIO (C/N/CCS)	** TML (1-10)
Electrólisis	Eléctrica	Agua (N)	AE	62-82	C	9-10
		Salmuera (N)	PEM	67-84	C	7-9
			SOC	75-90	C	3-5
			Cloro-alcalino	NA	C	2-4
Electrofotólisis	Eléctrico-Fotónica	Agua (N)	Fotoelectroquímica	0.5-12	C	1-2
Fotólisis	Fotónica	Agua (N)/Algas (H)	Fotosíntesis	1.6-5	C/N	1-3
Biofotólisis	Bioenergía	Microalgas	Foto-fermentación	<1	N	1-3
	Fotónica	Cianobacterias	Hidrógeno de algas	1-3	N	1-3
		Fotosíntesis-Bacteria		2-7	N	1-3
		Grasa (H)		12-14	N	1-3
		Nutrientes (H)			C/N	1-3
		Residuos(H)/Biomasa (H)				

[20] PINO, A. Aprovechamiento de recursos energéticos renovables no integrables en la red eléctrica. El Caso de la Producción de Hidrógeno. Universidad de Sevilla. PFC.

[21] DAWOOD F., Anda M. Shafiullah G. (2020). Hydrogen production for energy: An overview. International Journal of Hydrogen Energy. 45, 7, 3847-3869.

Bioelectrólisis	Bioenergía	Biomasa (H)	Electrólisis microbiana	70-80	N	1-3
	Electric	Hidrogenasas	Fijación de nitrogeno	10		
Biolisis	Bioenergía	Microorganismos	Fermentación oscura	60-80	N	3-5
		Bacterias fermentativas	Hidrólisis	N/A	N	2-4
		Biomasa (H)+Water (N)	Reforma de fase acuosa	35-55	N	5-7
		CO (N) + Water (N)	Reacción de cambio biológico	NA	N	2-4
Bio-termólisis	Bioenergía-calor	Biomasa (H)	Co-fermentación hidrotermal	NA	N	2-4
		(microondas) ácido pre-tratado		35-45	N	1-3
Termólisis	calor	Agua (N)	Termólisis del agua	20-55	C	1-3
		Biomasa(H) (ausencia de H_2)	Pirolisis	35-50	N	8-10
		Biomasa (H)	Gasificación	35-50	N	10
		Carbón (H)	Gasificación de carbón	74-85	N/CCS	10
		Combustible (H)	Reformado con vapor (SR)	60-85	N/CCS	10
		Combustible (H)	Reactores de membrana	64-90	N/CCS	7-9
		Biomasa (H)	Oxidación parcial	60-75	N	7-9
		Metano (H)+CO_2	Autotérmica	60-75	N	6-8
			CO_2 reformado en seco	NA	C/N	
Termo-electrólisis química	Reacción calor-electro química	Combustibles (N)	Plasma reformado	9-85	N	1-3
		Agua (N)	Redox	3-5 wt	C	4-6
		Metales (N)		NA	C	4-6
		Hidruros metálicos (N)		NA	C/N	
		Hidruros a base de gas (N)		NA	C	
		Hidróxidos metálicos (N)				
Radiólisis	Radiación	Peróxido de hidrógeno (H_2O_2) $\gamma-$radiólisis	Radiólisis	NA	C	1-3

* Limpia = (C) Limpia con no emisiones. (N) Con emisiones no limpias. (CCS) Cuasi limpio por captura y almacenamiento de carbono

** (TML) Nivel de madurez tecnológica: Se ha utilizado en la literatura como una escala de calificación modificada y consolidada (1-10) tanto de la herramienta de evaluación comparativa mundialmente aceptada del Nivel de Preparación Tecnológica (TRL) como del Índice de Preparación Comercial (CRI) desarrollado por ARENA (Agencia Australiana de

Energía Renovable (ARENA). El nivel 1 se refiere a la investigación de tecnología básica y el nivel 10 se refiere a la clase de activos financiables.

FUENTE: DAWOOD F., Anda M. Shafiullah G. (2020). Hydrogen production for energy: An overview. International Journal of Hydrogen Energy. 45, 7, 3847-3869.

1.2.2 Almacenamiento de hidrógeno. El principal problema en el avance de la ingeniería de energía del hidrógeno está asociado con el desarrollo de tecnologías eficientes y seguras para el almacenamiento y transporte de hidrógeno. Este es un inconveniente porque el hidrógeno permanece en estado gaseoso al enfriarse incluso a temperaturas extremadamente bajas. La baja densidad del hidrógeno gaseoso restringe la cantidad de energía que se puede almacenar en volumen unitario; esa es la causa del alto costo de la infraestructura de hidrógeno.

La práctica y los métodos para el almacenamiento y transporte de hidrógeno para aplicaciones específica a pequeña escala se desarrollaron en el siglo XX[22], pero el origen y el progreso de la ingeniería de energía de hidrógeno global y el mercado mundial del hidrógeno requerirán nuevas soluciones técnicas aplicables a la infraestructura y logística a gran escala. Cada método de transporte de hidrógeno se caracteriza por su consumo de energía, ventajas tecnológicas y medidas de seguridad; por lo tanto, al implementar proyectos de infraestructura específicos, se deben elegir tecnologías que sean óptimas para toda la cadena logística.

Las alternativas disponibles para el almacenamiento de hidrógeno obtenido son las siguientes:

Cuadro 4. Procesos para almacenamiento de hidrógeno

PROCESO	DESCRIPCIÓN	COSTO	VENTAJAS / DESVENTAJAS
Portadores de hidrógeno	Los LOHC son materiales que pueden sufrir una	Se desarrollaron sistemas LOCH	Los LOHC tienen ventajas significativas

[22] MAKARYAN, I. A., Sedov, I. V., & Maksimov, A. L. (2020). Hydrogen Storage Using Liquid Organic Carriers. Russian Journal of Applied Chemistry, 93(12), 1815-1830

orgánico líquido (LOHC*)	deshidrogenación / hidrogenación reversible y que se presentan en estado líquido tanto en forma hidrogenada como deshidrogenada. El sistema LOHC amino-borano, constituye en la actualidad una de las opciones más utilizadas para el almacenamiento de hidrógeno. En sistemas en donde son aplicables una gran variedad de silanos y alcoholes, cuentan con un amplio rango de capacidades de almacenamiento de hidrógeno.[23]	basados en ácido fórmico; éste sistema presenta la ventaja de su fácil obtención a nivel industrial y un coste relativamente bajo, pero su uso conduce a la formación de cantidades estequiométricas de CO_2.	sobre otros sistemas de almacenamiento de hidrógeno, como un alto grado de almacenamiento y liberación de hidrógeno, un alto contenido gravimétrico y volumétrico de hidrógeno y un bajo nivel de riesgos de proceso e inversión debido a la compatibilidad con la infraestructura de transporte existente.[24]
Almacenamiento de hidrógeno gaseoso.	Es la forma de almacenamiento más difundida y que cuenta con mayor experiencia. Puede ser almacena en forma subterránea natural o en contenedores metálicos: 1) Almacenamiento de hidrógeno subterráneo natural: Las instalaciones subterráneas son similares a las tradicionales que se utilizan para almacenar gas natural, pueden construirse en sitios con condiciones geológicas	El almacenamiento en reservas geológicas supone la forma más económica factible ya que la gran capacidad de almacenamiento que caracteriza estas reservas geológicas hace que sea mucho más rentable que	Mayor seguridad, son menos susceptibles a fuegos, ataques terroristas o acciones militares, ya que estas están cubiertas por una roca de recubrimiento de cientos de metros de espesor. Son mas económicas. Amplia disponibilidad de estructuras geológicas adecuadas.[25]

[23] MARTÍNEZ, M., ESPINOSA, V D., Carretero-Cerdán, A., Baya García, M., & García Gómez, H. (2018). Procedimiento para la producción y almacenamiento de hidrógeno mediante deshidrogenación catalítica, y uso de un catalizador de un metal de transición anclado sobre un soporte de un material de carbono para la obtención de hidrógeno mediante reacciones de deshidrogenación catalítica.

[24] MAKARYAN, I. A., Sedov, I. V., & Maksimov, A. L. (2020). Hydrogen Storage Using Liquid Organic Carriers. Russian Journal of Applied Chemistry, 93(12), 1815-1830

[25] GONZÁLEZ, S. (2020). Power to gas y metanación subterránea. Escuela técnica superior de ingenieros de Minas y Energía. Departamento Ingeniería geológica y minera. Universidad de Cartilla-La Mancha, España

	favorables. Las estructuras geológicas típicamente consideradas para el almacenamiento de hidrógeno pueden ser cavidades subterráneas desarrolladas artificialmente, como cavernas salinas o minas abandonadas, y formaciones porosas formadas por rocas con un alto grado de porosidad y permeabilidad, las cuales albergan el gas en sus poros. Estas últimas pueden ser yacimientos de hidrocarburos agotados o acuíferos. Las cavernas salinas ofrecen una tasa de extracción elevada (de 1 a 3 Mm^3/dia)*** lo que permite ciclos completos en uno o dos meses. Además, poseen una gran flexibilidad para soportar alteraciones cíclicas de inyección y extracción, característica idónea para los flujos no siempre constantes de producción electrolítica de H_2.	construir una instalación en la superficie con la misma capacidad.	
	2) Contenedores metálicos: Actualmente, existen tres tipos principales de contenedores metálicos que se pueden utilizar para almacenar grandes cantidades de gas natural, incluidos los contenedores de gas con una presión de almacenamiento ligeramente	A pesar de aumentar el costo de inversión, los contenedores metálicos pueden ser una alternativa viable para el almacenamiento de gas, ya que	hoy en día se está trabajando en el desarrollo de materiales, como la fibra de carbón o aluminio que tenga la capacidad de soportar una presión de hasta 700 bar. Este aspecto

	superior a la presión atmosférica, contenedores esféricos con una presión máxima de almacenamiento de aproximadamente 20 bar y almacenamiento en tubería con una presión máxima de almacenamiento de aproximadamente 100 bar.	garantizan la estabilidad del almacenamiento, la pureza del hidrógeno almacenado y se pueden implementar de forma independiente en el sitio	es especialmente importante para la aplicación en transporte.[26]
Almacenamiento de hidrógeno líquido	Las aplicaciones espaciales y de transporte suponen uno de los principales campos de uso del hidrógeno líquido. La temperatura de ebullición del hidrógeno a 1 atm. es de -252.76 ºC (20.39K). En estas condiciones la cantidad de energía almacenada puede alcanzar los 8.4 MJ/l. El transporte del hidrógeno líquido se realiza a través de camiones, ferrocarriles y barcos, cada uno con capacidades diferentes. El hidrógeno es transportado en forma líquida solamente por una cuestión de costos. Un camión que lleva hidrógeno líquido sería reemplazado por 30 camiones que llevan hidrógeno gaseoso.	Para grandes instalaciones, este consumo ronda los 10 kWh/kg, lo que supone casi un 30 % del contenido energético del hidrógeno.	El principal inconveniente de almacenar y manipular el gas licuado son las condiciones. El consumo energético teórico según el ciclo de Carnot del proceso de licuefacción es de 3.3 kWh/kg de H_2. En la práctica.[27]

[26] BAQUERO, R. Sistemas de Almacenamiento de Hidrógeno. (2019). [Consultado el 30 de agosto de 2021], Disponible en: https://www.ariema.com/almacenamiento-de-h_2

[27] MERLINO, R., & MELISA, A. (2019). Estudio de materiales aptos para almacenamiento de hidrógeno.

Almacenamiento de hidrógeno por adsorción	El almacenamiento de hidrógeno por adsorción utiliza el enlace físico de van der Waals entre una sustancia con una gran superficie específica e hidrógeno molecular. Varios adsorbentes pueden ser utilizados para el almacenamiento de hidrógeno, tales como materiales porosos a base de carbono, estructuras organometálicas (MOFs), materiales poliméricos porosos y zeolitas. Los carbones activados y los MOFs son los adsorbentes más eficaces, ya que pueden obtener una adsorción adicional de hidrógeno entre el 8 y 10% (en peso) de hidrógeno a -196°C.	Es muy caro debido al alto coste de los materiales.	Este tipo de almacenamiento tiene una alta capacidad por unidad de volumen. Sin embargo, es bastante pesado y por tanto no se puede emplear en aplicaciones móviles. [28]
Hidruros metálicos	Los hidruros metálicos forman fuertes enlaces químicos con el hidrógeno. De hecho, estos enlaces no se pueden romper fácilmente en comparación con los que se forman en el proceso de adsorción de hidrógeno. Por lo tanto, se requiere un alto nivel de energía para liberar el hidrógeno de los hidruros metálicos. El hidrógeno queda atrapado durante la hidrogenación y experimenta una reacción exotérmica para formar el hidruro	Tiene un alto costo.	Este sistema ofrece una alta capacidad de almacenamiento y presenta diversas ventajas de seguridad y manipulación (almacenamiento sólido a presión y temperatura ambiente) frente a otros sistemas. Entre las desventajas se encuentra el

[28] OLABI, A. G., Abdelghafar, A. A., Baroutaji, A., Sayed, E. T., Alami, A. H., Rezk, H., & Abdelkareem, M. A. (2020). Large-vscale hydrogen production and storage technologies: Current status and future directions. International Journal of Hydrogen Energy.

	metálico, pero en el proceso de deshidrogenación, el hidruro metálico pasa por una reacción endotérmica a temperatura elevada y presión relativamente baja para que el hidrógeno pueda volver a liberarse La fuerte unión asociada con los hidruros metálicos permite que el hidrógeno tenga una alta densidad de almacenamiento incluso en condiciones atmosféricas.		elevado peso de los equipos.[29]

1.2.3 Transporte de hidrógeno. En relación con el transporte, entre otros factores, se debe considerar si es más apropiado transportar el hidrógeno en estado gaseoso, líquido o mediante fluidos portadores.

El hidrógeno actualmente, para uso industrial, se transporta como gas a baja presión (0,69 - 2,07 MPa) o a alta (2,07 – 34,47 MPa) o como hidrógeno líquido, por carretera por vía de camiones cisternas y tanques criogénicos y una pequeña cantidad en barco o en ferrocarril.

- ✓ **Transporte por carretera:** El transporte por carretera se realiza en camiones cisterna de hidrógeno líquido o hidrógeno comprimido. Los camiones cisterna pueden transportar 360 kg para hidrógeno comprimido y 4.300 kg para hidrógeno líquido; mientras, la distribución en botellas aporta flexibilidad, permitiendo el suministro en distintas purezas y cantidades.
- ✓ **Trasporte por ferrocarril:** De igual forma que los camiones cisterna, se utilizan cisternas de ferrocarril para el transporte de hidrógeno, que son más voluminosas que en el caso anterior, alcanzando capacidades entre 2.900-9.100 kg de hidrógeno.

[29] Xu, C., Liu, G., Li, M., Li, K., Luo, Y., Long, Y., & Li, G. (2020). Optical switching and nanothermochromic studies of VO2 (M) nanoparticles prepared by mild thermolysis method. Materials & Design, 187, 108396.

- ✓ **Transporte marítimo:** Los tanques utilizados en los buques de carga para el transporte marítimo tienen una capacidad de unas 70 toneladas de hidrógeno, por lo que se utilizan para trasladar grandes cantidades a puntos de consumo distantes.

Por otro lado, el hidrógeno gaseoso puede ser transportado haciendo uso de las actuales infraestructuras, tanto las propias del sector gasista, mediante la inyección de hidrógeno renovable, como las asociadas a líquidos portadores como el amoníaco. Estas alternativas favorecen un mayor aprovechamiento de las instalaciones actuales existentes, al tiempo que permiten actuar a costes de operación más bajos[30].

Como se ha mencionado, en el proceso de licuefacción del hidrógeno se consume una gran cantidad de energía primaria que, dependiendo de la técnica seguida, puede situarse entre el 30 y el 40% del contenido energético del hidrógeno líquido. Los costes de la licuefacción son también muy altos, pero presentan una importante economía de escala, por tanto, a partir de un determinado volumen de producción, puede tomarse la opción de licuar. No obstante, para su transporte por camión o por barco, a largas distancias, es necesario tener en consideración que las pérdidas por evaporación pueden alcanzar unas cantidades entre el 0,2 y 0,4% del hidrógeno líquido por día. En el caso del transporte marítimo se requerirían barcos rápidos para limitar el impacto de estas pérdidas, aunque el producto evaporado pueda recuperarse y utilizarse para la propulsión del barco[31].

A continuación, en el cuadro 5, se muestra un breve resumen de las diferentes alternativas para de transporte de hidrógeno, describiendo algunos parámetros importantes:

[30] (MITERD. Op. Cit., p. 18)

[31] GARCÍA-CONDE, A. G. (2010). Producción, almacenamiento y distribución de hidrógeno. Instituto Nacional de Técnica Aeroespacial, España.

Cuadro 5. Diferentes alternativas para el transporte de hidrógeno

TIPO DE TRANSPORTE	FASE	COMPOSICIÓN	SUMINISTRO	CANTIDAD
CARRETERA	Líquida	Puro	Discreto	Los camiones cisterna pueden transportar 360 kg para hidrógeno comprimido y 4.300 kg para hidrógeno líquido; mientras, la distribución en botellas aporta flexibilidad, permitiendo el suministro en distintas purezas y cantidades.
FERROCARRIL	Líquida	Puro	Discreto	Capacidad entre 2900 – 9100 Kg de hidrógeno
MARÍTIMO	Líquido gaseoso	Puro	Discreto	70 Toneladas de hidrógeno
TUBERÍAS DEDICADAS	Gaseoso Líquido	Puro	Continuo	Depende de las dimensiones de la tubería
GASODUCTOS	Gaseoso	Mezclado	Continuo	Depende de las dimensiones de la tubería

El consumo de hidrógeno a gran escala requerirá una infraestructura de transporte de hidrógeno bien desarrollada. El documento: “Eje central del hidrógeno en Europa” presenta la red troncal europea del hidrógeno (“EHB”): una visión para un compromiso verdaderamente europeo, que conecta la oferta y la demanda de hidrógeno de norte a sur y de oeste a este. Analizando esto para diez países europeos (Alemania, Francia, Italia, España, Países Bajos, Bélgica, República Checa, Dinamarca, Suecia y Suiza), vemos una red emergiendo gradualmente desde mediados de la década de 2020 en adelante. Esto conduce a una red de tuberías inicial de 6.800 km para 2030, que conectará los valles de hidrógeno. La planificación de esta primera fase debería comenzar a principios de la década de 2020. En una segunda y tercera fase, la infraestructura se expande aún más para 2035 y se extiende en todas las direcciones para 2040 con una longitud de casi 23.000 km. Las rutas adicionales probables a través de países que (todavía) no están cubiertos por la iniciativa EHB se incluyen como líneas de puntos en el mapa de 2040. Se espera un mayor desarrollo de la red hasta 2050. En última instancia, surgirán dos redes de transporte de gas paralelas: una red dedicada de hidrógeno y una red dedicada de (bio) metano. El eje central del hidrógeno, como se presenta

en el documento en referencia, transportará el hidrógeno producido a partir de la energía eólica (marina) y la energía solar fotovoltaica dentro de Europa y también permitirá la importación de hidrógeno desde fuera de Europa.

La infraestructura de gas europea consta de tuberías con diferentes tamaños, desde 20 pulgadas de diámetro hasta 48 pulgadas y más. El eje central del hidrógeno, basada principalmente en tuberías existentes convertidas, reflejará esta diversidad. Las tuberías convertidas de 36 y 48 pulgadas, comúnmente utilizadas para el transporte de gas a larga distancia dentro de la UE, pueden transportar alrededor de 7 a 13 GW de hidrógeno por gasoducto (a menor poder calorífico) en toda Europa, lo que proporciona una indicación del enorme potencial de la infraestructura de gas para asumir su papel en el futuro sistema energético de la UE sin emisiones.[32]

1.2.4 Usos finales. La importancia del hidrógeno radica en la capacidad de ayudar a un mayor despliegue de energía renovable en sectores difíciles de electrificar: transporte, industria y aquellos que dependen de las redes de gas existentes, como edificios y energía.

A continuación, se describen los usos principales de hidrógeno que se emplean en la actualidad.

1.2.4.1 Uso de hidrógeno en sector de Transporte. Los FCEV (Vehículo Eléctrico de Pila de Combustible) son vehículos eléctricos con una autonomía de conducción y un tiempo de repostaje similares a los de los vehículos convencionales. En esta perspectiva, amplían el alcance de la movilidad eléctrica a segmentos de ciclo de trabajo alto, como vehículos de carretera de largo alcance y de alta utilización

[32] WANG, A.,Van der Leun, K., Daan, P., Buseman, M., (2020) European Hydrogen Backbone. How a dedicated hydrogen infraestructura can be created.

(camiones, autobuses), trenes, transbordadores y vehículos utilitarios como carretillas elevadoras, donde las baterías actuales enfrentan limitaciones. Por lo tanto, el hidrógeno debe considerarse un complemento de los vehículos eléctricos ligeros en el contexto más amplio de la transición energética; si bien pueden competir en algunos segmentos del mercado, para cada segmento existe una clara ventaja competitiva para los FCEV o los BEV (vehículo eléctrico de batería).

Además de transporte por carretera, el hidrógeno también tiene el potencial de contribuir a descarbonizar el transporte ferroviario, el transporte marítimo y la aviación a largo plazo.

En el sector ferroviario, la primera flota de trenes de hidrógeno, fabricados por Alstom, (IRENA, 2018) se está desplegando para servicio comercial en el norte de Alemania para reemplazar los trenes diésel en líneas no electrificadas, lo que permite a los proveedores de sistemas evitar el alto gasto de capital de construir nuevos cables aéreos. Varios otros países están planeando movimientos similares en los próximos años (incluidos el Reino Unido, los Países Bajos y Austria).

En el sector marítimo, los barcos de pila de combustible se encuentran en la etapa de demostración en varios segmentos (transbordadores, lanzaderas, etc.) y el impulso regulatorio está creando la oportunidad para un desarrollo más rápido. Las celdas de combustible de hidrógeno también se pueden utilizar para reemplazar el suministro de energía a bordo y en tierra, actualmente a menudo basado en diesel o fuel oil, para eliminar las emisiones de contaminantes (NOX, SOX y material particulado) en los puertos, al tiempo que se evitan elevados costos de instalación para las conexiones eléctricas en el puerto. Para recorridos de barcos de larga distancia, el hidrógeno licuado ahora se está considerando como una opción potencial para cumplir con el objetivo de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) de la Organización Marítima Internacional del 50% para 2050.

En aviación, la propulsión eléctrica basada en pilas de combustible se está considerando y demostrando para aeronaves regionales más pequeñas impulsadas

por hélices (por ejemplo, proyecto de demostración alemán HY4) (IRENA, 2018). Además, las pilas de combustible de hidrógeno tienen varias aplicaciones potenciales relacionadas con el suministro de energía a bordo que podrían implementarse entre 2020 y 2050.

Para los aviones a reacción, la descarbonización se puede lograr mediante el uso de combustibles eléctricos (e-combustibles) que podrían usarse como un combustible directo, para complementar los biocombustibles de aviación. Esto depende de la mejora en la economía (actualmente el costo de producir combustibles electrónicos es significativamente más alto que los combustibles fósiles que pretenden reemplazar) y un mayor avance tecnológico, demostración y pruebas rigurosas como se requiere en la industria de la aviación.

Al igual que los BEV, el despliegue de vehículos basados en pilas de combustible requiere un despliegue coordinado de una infraestructura de reportaje dedicada. El principal desafío al que se enfrenta la industria del hidrógeno en el sector de la movilidad es particularmente problemático para el segmento de vehículos de pasajeros. Por un lado, los fabricantes de vehículos son reacios a invertir en la fabricación de vehículos de pila de combustible sin una infraestructura de repostaje de hidrógeno, ya que ningún consumidor compraría un vehículo sin la capacidad de repostarlo. Por otro lado, las empresas de energía y gas industrial no están preparadas para desplegar la infraestructura de hidrógeno necesaria antes de que los vehículos de hidrógeno se vuelvan comerciales, ya que se enfrentarían a varios años antes de ver algún retorno de su inversión. Por lo tanto, en varios países, los gobiernos están interviniendo para brindar apoyo a la inversión.

1.2.4.2 Uso de hidrógeno en el Sector Industrial. A corto plazo, se espera que los grandes sectores industriales en los que se ha utilizado hidrógeno durante décadas (refinerías, producción de amoníaco, etc.) sean mercados tempranos clave para la conversión de energía en hidrógeno, ya que podrían generar una escala

inmediata. efectos y, por tanto, rápidas reducciones de costes. A largo plazo, el hidrógeno producido a partir de energía renovable a través de la electrólisis tiene el potencial de contribuir a la descarbonización profunda de la industria.

La conversión de energía a hidrógeno utilizando electricidad de fuentes renovables puede contribuir a reducir las emisiones en los siguientes sectores, donde el hidrógeno se ha utilizado durante décadas como materia prima (de origen fósil). Para cada industria, las rutas específicas con costos de conversión asociados deben evaluarse cuidadosamente, ya que en algunos casos solo requeriría mover la producción de hidrógeno de los combustibles fósiles a las energías renovables, mientras que en otros sectores podría requerir cambios de proceso con la necesidad asociada de inversión:

- ✓ Productos químicos: la producción de amoníaco, polímeros y resinas son los principales mercados industriales del hidrógeno.
- ✓ Refino: a nivel mundial, las refinerías son el segundo mayor consumidor de hidrógeno en la industria. El hidrógeno se utiliza para el hidrocraqueo y la desulfuración de combustibles (hidrotratamiento).
- ✓ Hierro y acero: el hidrógeno se utiliza para el recocido (tratamiento térmico del metal procesado para restaurar la ductilidad después de la deformación). La demanda global total de hidrógeno en el sector es relativamente pequeña.
- ✓ Otras industrias: Varios otros procesos industriales utilizan hidrógeno, pero en conjunto representan solo el 1% de la demanda mundial de hidrógeno. Estos incluyen: la fabricación de vidrio, alimentos (hidrogenación de grasas), productos químicos a granel, productos químicos de propiedad y semiconductores, el enfriamiento de generadores eléctricos y como combustible propulsor para cohetes en la industria aeroespacial. Las opciones de producción actuales se basan principalmente en combustibles fósiles. Por ejemplo, en Europa y Estados Unidos, SMR es la opción principal. En China, la valorización del subproducto de hidrógeno domina la escena, aunque la gasificación del carbón también se utiliza para la producción de

metales y petroquímica. En Australia, la mayor parte del hidrógeno se genera mediante la gasificación del carbón[33].

1.2.4.3. Uso de hidrógeno en generación eléctrica. El hidrógeno es un combustible que puede ser usado en motores de combustión o en células (pilas) llamadas electroquímicas. De esta manera, puede impulsar directamente vehículos al combustionar o bien generar electricidad a partir de esa reacción electroquímica.

Además de ser una energía limpia y potencialmente renovable, el hidrógeno tiene estas otras ventajas adicionales:

✓ Es un combustible muy eficiente. Si se usa para impulsar cohetes es porque es capaz de proporcionar más energía por unidad de masa que el gas o el diesel (más del triple, de hecho). Eso no solo significa que pueda llevar una nave a la luna, sino que, en el día a día, un vehículo impulsado por hidrógeno tendría muchísima más autonomía que cualquier otro con la misma capacidad de depósito.

✓ Es muy importante en algunos procesos científicos e industriales. Más allá de lo aeroespacial, el hidrógeno tiene otras aplicaciones. De hecho, aunque sea costosa, a veces se usa electrólisis para obtener hidrógeno puro necesario para algunos procedimientos industriales

El hidrógeno es una poderosa fuente de energía que encierra una gran promesa como fuente prácticamente limpia y con potencial renovable. Sin embargo, en el momento tecnológico actual, es complicado de utilizar de manera masiva. Por eso, otras renovables, como la solar y la eólica, han tomado la delantera al hidrógeno.[34]

[33] IRENA (2018), Hydrogen from renewable power: Technology outlook for the energy transition, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

[34] ENERGYA, Energía Verde (2019) Energía por hidrógeno, ¿en qué consiste? [Consultado el 30 de agosto de 2021]. Disponible en: https://www.energyavm.es/energia-por-hidrogeno-en-que-consiste/

1.3 INYECCIÓN DE HIDRÓGENO A LA RED DE GAS NATURAL

Como se mencionó anteriormente, el hidrógeno se puede producir a partir de diferentes tecnologías y luego debe ser almacenado, transportado y distribuido hacia el usuario final. La conexión entre el productor y el consumidor pueden considerarse una dificultad adicional a las de producción, ya que involucra distintas tecnologías, sectores industriales y aplicaciones. Por lo anterior, es preciso poner en valor a aquella infraestructura que ya está disponible para transportar una gran cantidad de hidrógeno, por delante de otras que deberían construirse. En este sentido, cobra importancia el concepto de inyectar el hidrógeno en las estructuras del gas natural ya existentes; de éste modo, se puede almacenar la energía renovable del sol, del viento o de otras fuentes en forma de hidrógeno, y consumirlo cuándo y dónde se precise.

Las razones para mezclar hidrógeno con gas natural son principalmente dos: mejorar el contenido renovable de gas natural y así ayudar a la descarbonización de la energía y utilizar la infraestructura de gasoductos existentes para la distribución de hidrógeno, con esto se minimizan costos de transporte pues no se invertirá en una infraestructura nueva, sino que se aprovecha la ya existente. Por otra parte, el desarrollo del hidrógeno renovable va a estar impulsado por el avance tecnológico. Es fundamental que la ciencia y el sector empresarial puedan participar en este proceso de desarrollo permitiendo crear conocimiento y ventajas competitivas a los sectores de la economía del hidrógeno, que revertirán en la sociedad a través de la generación de empleo, formación y conocimiento de alta calidad.

A continuación, se describirá la conveniencia de la inyección del hidrógeno en las redes de gas natural ya existentes en cuanto al aporte a la descarbonización de la

energía y al cuidado del medio ambiente, seguida del aprovechamiento de la estructura de gas natural para su transporte y al final de éste numeral se describirán algunos beneficios que traería ésta tecnología.

1.3.1 Descarbonización del gas. El gas natural representa actualmente un pilar importante para nuestro sistema energético. En 2018, se produjo un importante cambio de carbón a gas en el sector de la energía y, en 2019, el gas natural representó el 23% del consumo total de energía primaria de la UE. El gas natural representa más del 20% de la generación de electricidad y más del 40% se consume en los edificios. Hoy, la Comisión Europea se compromete a ofrecer una visión a largo plazo sobre la neutralidad climática para 2050, con un objetivo de reducción de al menos un 55% en las emisiones de gases de efecto invernadero para 2030. Esto podría llevar a nuevas iniciativas orientadas al desarrollo de energías renovables y eficiencia energética prevista para el año 2021, para abordar la integración de sistemas y la estrategia del hidrógeno. La nueva legislación prevista para el año 2021 brindará una oportunidad para que el sector del gas demuestre su compromiso con la lucha contra el cambio climático, al igual que las nuevas reglas del mercado, centrándose en la descarbonización del gas[35].

Con respecto a la inyección directa de hidrógeno en la red de gas natural, las concentraciones autorizadas varían significativamente de un país a otro porque históricamente, cuando se introdujeron las regulaciones existentes, no se consideró la posibilidad de que las redes de gas transportaran aditivos de hidrógeno. En Alemania, por ejemplo, no existen restricciones legislativas nacionales con respecto al contenido de hidrógeno en el gas natural. Las limitaciones varían desde el 10% en volumen como aditivo hasta menos del 2% en volumen si se conecta una

[35] WATSON, J., Natural Gas and Hydrogen: Bridging the Regulatory Gap. The European files. Unlocking the full potential of hydrogen in Europe. February-March 2021- No. 65. Pag 27.

estación de servicio de GNC y si no se instala un sistema de medición de hidrógeno calibrado, el contenido de hidrógeno no debe exceder el 0,2% en volumen[36].

Algunos de los esfuerzos más avanzados se están llevando a cabo en Reino Unido, donde empresas de servicios públicos como *National Grid* y *Schottish Gas Network* están mezclando hidrógeno en tuberías no solo para alimentar plantas de energía o procesos industriales, sino también para cubrir a hogares y empresas.

Si bien las pruebas en las primeras etapas mantienen las concentraciones de hidrógeno por debajo del 20 por ciento, las empresas de servicios públicos del Reino Unido esperan transportar el 100 por ciento de hidrógeno en los años futuros como parte del énfasis del país en encontrar reemplazos ecológicos para los suministros de combustible y la electricidad. "Es un programa muy, muy ambicioso en todas las redes de gas", dijo *Green*.

Se están realizando esfuerzos similares en toda Europa para aprovechar los enormes objetivos de hidrógeno verde de la Unión Europea durante la próxima década. En los Países Bajos, el sitio de lo que podría ser el centro de producción de hidrógeno verde más grande del mundo impulsado por energía eólica marina tiene la intención de hacer funcionar un 100 por ciento de hidrógeno a través de tuberías para alimentar usos industriales. Los gigantes del petróleo, incluidos Shell, BP y Total, prometen importantes inversiones para cumplir los objetivos de descarbonización.

“La inyección por oleoducto es una estrategia nacional de hidrógeno para Holanda, Alemania, Francia, Australia, Corea del Sur, Japón”, dijo *Mona Dajani*, directora de la práctica de energía renovable e hidrógeno verde del bufete de abogados *Pillsbury*

[36] DOLCI, F., Thomas, D., Hilliard, S., Guerra, C. F., Hancke, R., Ito, H., ... & Lucchese, P. (2019). Incentives and legal barriers for power-to-hydrogen pathways: An international snapshot. International Journal of Hydrogen Energy, 44(23), 11394-11401.

Winthrop Shaw Pittman. "Hay una serie de proyectos piloto que exploran los impactos de la mezcla de hidrógeno en todo el mundo"[37]

1.3.2 Conversión y uso de infraestructura existente. Aunque la economía energética basada en el hidrógeno es costosa y en su etapa emergente, el avance tecnológico puede verse a favor cuando se requiere un suministro de energía limpio y confiable como almacenamiento de energía masivo. Además, el hidrógeno puede emplearse como medio de almacenamiento para electricidad renovable intermitente y como vector de energía para áreas fuera de la red que desean un suministro de energía; por ésta razón, se usa el término "vector de energía" para referirnos a una sustancia rica en energía que facilita la translocación y/o almacenamiento de energía, en forma de hidrógeno gaseoso, líquido, sólido, a través del hidrógeno a productos químicos, etc., con la intención de usarlos a una distancia en el tiempo y/o espacio del sitio de producción primario.

El hidrógeno puede crear nuevas conexiones entre puntos de oferta y demanda centralizados o descentralizados. Potencialmente, esto mejorará la flexibilidad del sistema energético general[38].

El escenario de la Agencia Internacional de Energía proyecta más de 300 Gt (giga toneladas) de emisiones de CO_2 evitadas hasta 2050, lo que requiere una revolución en los sistemas de energía. La mayor parte de la contribución es requerida por industria (aproximadamente 150 Gt), seguida por el transporte (alrededor de 140 Gt). El desafío de cumplir los objetivos en todos los sectores es inmenso, especialmente en la generación de electricidad. El hidrógeno puede desempeñar un papel vital en el cambio hacia un futuro de emisiones netas cero debido a su limpieza

[37] JOHN, J., Green Hydrogen in Natural Gas Pipelines: Decarbonization Solution or Pipe Dream?. Greentechmedia Energy. Noviembre 30, 2020. Disponible en: https://www.greentechmedia.com/articles/read/green-hydrogen-in-natural-gas-pipelines-decarbonization-solution-or-pipe-dream

[38] ABDIN Z., Zafaranloo A., Rafiee A., Mérida W., Lipiński W., Khalilpour K. (2020). Hydrogen as an energy vector. Renewable and Sustainable Energy Reviews. Vol 120. ISSN 1364-0321.

y flexibilidad para actuar como combustible en diversas aplicaciones, así como el almacenamiento de energía.

Se espera que la demanda global de hidrógeno aumente entre un 4% y un 5% por año durante los próximos cinco años. Esto se debe a la demanda de refinación de petróleo y la síntesis de metanol y amoníaco. Se espera que Asia lidere el crecimiento de la demanda debido al crecimiento de sus economías nacionales. Para el 2030 y bajo supuestos escenarios de negocios habituales, se anticipa que el consumo de hidrógeno en el sector de refinación aumentará en más del doble que en el 2005. De este modo, se logrará una reducción sustancial de la huella de CO_2 de los combustibles y biocombustibles convencionales durante los procesos de mejora y refinación si el hidrógeno se descarboniza[39].

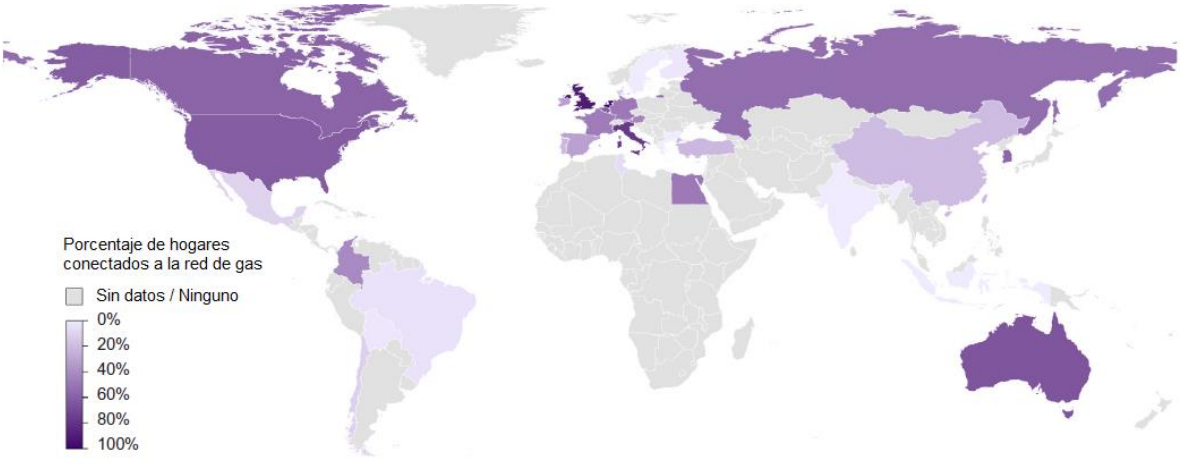
Mientras que tecnologías como la energía renovable y la captura y almacenamiento de carbono (CAC) hacen que la descarbonización de la electricidad sea cada vez más factible, otros sectores, como el transporte, la industria y los edificios, tienen opciones de descarbonización menos obvias; el uso extensivo de gas natural en todo el mundo es un ejemplo de esto.

A nivel mundial, en 2017 se consumieron más de 36 000 TWh de gas natural, de los cuales el 39% se utilizó para electricidad, el 32% en la industria y el 21% en edificios. Hay más de 2,9 millones de km de tuberías de transmisión de gas a alta presión en todo el mundo y varios millones de km más de tuberías en los sistemas de distribución de baja presión que se utilizan para proporcionar energía a los edificios para calefacción y cocina. La siguiente figura muestra un mapa de países donde los hogares están conectados a las redes de distribución de gas. En al menos siete países (incluidos EE. UU., Reino Unido, Italia y Australia), más del 50% de los hogares están conectados a redes de gas. En el Reino Unido, por ejemplo, el 86% de los hogares están conectados a la red de gas, y en 2017 se entregaron 561 TWh

[39] (Ibid., p. 4-5)

de gas a través del sistema, lo que representa aproximadamente el 22% de las emisiones de GEI del Reino Unido cuando se queman.

Figura 5. Porcentaje de hogares conectados a la red de gas



FUENTE: QUARTON, C. J., & Samsatli, S. (2020). Should we inject hydrogen into gas grids? Practicalities and whole-system value chain optimisation. Applied Energy, 275, 115172.

Eliminar estas emisiones no es sencillo, ya que se generan en el uso final de cada hogar. La opción preferida para reducir las emisiones de GEI puede ser abandonar por completo las redes de gas y optar por la electrificación. Sin embargo, la electrificación de la calefacción requeriría una expansión significativa de la infraestructura eléctrica, así como la modernización de las viviendas para que sean adecuadas para tecnologías de calefacción eléctrica como las bombas de calor. Mientras tanto, las redes de gas son activos valiosos y su mantenimiento puede resultar ventajoso.

Por estas razones, es atractivo inyectar hidrógeno en las redes de gas, ya sea mediante mezcla parcial con gas natural o como una conversión completa en hidrógeno. El hidrógeno está ganando interés como portador de energía con bajas emisiones de carbono, debido a su densidad energética relativamente alta, las múltiples opciones de producción (incluida la electricidad, los combustibles fósiles y la bioenergía) y las similitudes de comportamiento con los "combustibles"

convencionales como el metano (que es el componente principal del gas natural). Entre las posibles aplicaciones del hidrógeno se incluyen: combustible de transporte (en particular, para uso intensivo y de largo alcance, por ejemplo, transporte de carga y envío); industria de descarbonización (para calefacción y en procesos como el refinado y la producción de acero); y almacenamiento de electricidad a escala de red. La inyección de hidrógeno en las redes de gas puede reducir o eliminar las emisiones de la calefacción y la cocina en los edificios al tiempo que se mantiene una valiosa infraestructura de gas (y sin requerir mejoras significativas en la infraestructura eléctrica)[40].

El desarrollo de una nueva cadena de valor del hidrógeno dependería de completar y conectar con éxito la infraestructura de producción, transmisión, distribución, almacenamiento y uso final. Esto requeriría una inversión coordinada por parte de muchos participantes del mercado diferentes, lo que podría ser un desafío para ellos implementar. Sin embargo, mezclar hidrógeno con la infraestructura de gas natural que ya existe evitaría los importantes costos de capital que implica el desarrollo de una nueva infraestructura de transmisión y distribución. Además, si la mezcla se llevara a cabo a niveles adecuados, si bien podría aumentar el costo del suministro de gas natural a los consumidores, también proporcionaría reducciones en las emisiones de CO_2.

Las empresas de servicios públicos de gas natural de todo el mundo están buscando respuestas del mundo real a los siguientes tipos de preguntas: ¿Puede el hidrógeno libre de carbono aumentar, o incluso reemplazar, el gas natural fósil que circula por las tuberías para alimentar hornos, calderas, estufas y otras aplicaciones en la actualidad? ¿O el esfuerzo se obstruirá en desafíos relacionados con la seguridad de las tuberías y los costos de actualización, la pérdida de densidad de energía, las discrepancias de costos a largo plazo en comparación con la

[40] QUARTON, C. J., & Samsatli, S. (2020). Should we inject hydrogen into gas grids? Practicalities and whole-system value chain optimisation. Applied Energy, 275, 115172.

electrificación de la calefacción y los electrodomésticos a gas natural en los edificios, o la presión para dirigir el hidrógeno verde a sectores difíciles de descarbonizar?.

A continuación, se relacionan algunos desafíos que se presentan al introducir hidrógeno en las redes del gas natural y se dará una breve descripción de cada uno de ellos:

✓ Aspectos regulatorios: La mezcla de hidrógeno con gas natural sería considerablemente más fácil de implementar si se tomaran medidas para aclarar las regulaciones nacionales existentes sobre el hidrógeno en el gas natural y armonizar las regulaciones transfronterizas.

La introducción de hidrógeno en la red de gas supone una clara modificación de la composición del producto transportado y entregado al cliente. En esta dirección, las regulaciones estatales limitan o restringen la mezcla de hidrógeno en la red de gas a ciertos porcentajes. Por lo anterior, se requiere la creación o modificación de la regulación para poder hacer viable la aplicación en la industrial de ésta tecnología.

El hidrógeno es un combustible más costoso que el gas natural u otros combustibles fósiles, y se necesita una política clara basada en la descarbonización para promover su desarrollo. Sin embargo, el futuro del hidrógeno parece muy favorable, dado que es la propia sociedad la que demanda tecnologías limpias que permitan frenar el cambio climático.

✓ Integridad de las redes de transporte: La introducción de hidrógeno presenta algunas incertidumbres, ya que éste puede deteriorar la red de transporte y tener efectos indeseables en los equipos que utilizan el gas.

Las propiedades químicas del hidrógeno difieren de las del gas natural, especialmente en densidad, reactividad, poder calorífico, energía de ignición,

inflamabilidad y velocidad de combustión. En consecuencia, no se puede transportar únicamente hidrógeno por la red de gas natural sin modificaciones técnicas. La pregunta clave entonces es ¿cuánto hidrógeno puede soportar técnicamente la red actual? La respuesta es compleja, ya que implica cambios tanto en la red de transporte/distribución de gas como en las aplicaciones del usuario final.

✓ Integridad de los elementos empleados en el uso final: motores, turbinas, gasodomésticos. La modificación de las propiedades de combustión al adicionar hidrógeno a un gas natural debe ser tenidas en cuenta cuando se desarrollen aplicaciones industriales, comerciales o domésticas que utilicen mezclas de estos dos combustibles. En otras palabras: ¿cuánto hidrógeno pueden soportar las aplicaciones del usuario final que han sido diseñadas para gas natural?
Algunos de los equipos que pueden sufrir problemas de desempeño en la combustión son los gasodoméstico como estufas, hornos, etc. Y otros equipos como calderas, turbinas de combustión, motores, etc.

Es probable que la mayor limitación para tolerar altos niveles de hidrógeno mezclado se encuentre en el sector industrial, donde muchas aplicaciones industriales no han sido certificadas o evaluadas en detalle para la mezcla de hidrógeno.

Los sistemas de control y los sellos de las turbinas de gas existentes no están diseñados para las propiedades del hidrógeno y pueden tolerar menos del 5% de hidrógeno mezclado. Un problema similar surge para muchos motores de gas instalados, donde el nivel máximo recomendado de hidrógeno mezclado es del 2%. Las modificaciones menores a las turbinas y motores existentes podrían permitirles manejar niveles más altos de mezcla de hidrógeno, y se podrían diseñar nuevos equipos específicamente para hacer frente a niveles más altos de hidrógeno. Pero tales ajustes requerirían tiempo y dinero.

✓ Impacto en las eficiencias de combustión: La seguridad en el uso de cualquier combustible se basa en prevenir situaciones en las que estén presentes los tres factores de combustión: fuente de ignición, agente oxidante y combustible. Algunas de las propiedades del hidrógeno requieren sistemas de control adicionales para garantizar su uso seguro.

Mezclar hidrógeno con gas natural puede afectar el desempeño de los equipos de combustión y las emisiones que se generan como producto de la misma; lo deseable es que los equipos operen dentro de los rangos establecidos para su desempeño óptimo para el cual fueron diseñados.

✓ Costo del gas final entregado a los usuarios: Los costos de actualización y conversión para inyectar hidrógeno en las redes de gas son inciertos, ya que existe una experiencia práctica limitada al respecto. No obstante, se han realizado algunas estimaciones de los costos de los equipos de inyección, las mejoras de la red de gas y la preparación de las viviendas para la conversión parcial o completa de las redes de gas a hidrógeno. Un argumento clave para la inyección parcial de hidrógeno es que se requerirían actualizaciones limitadas, lo que significa que los costos serían bajos. Por lo tanto, los costos principales de la inyección parcial serían los controles de seguridad del equipo existente y la instalación del equipo de inyección.

El proyecto HyDeploy, que demuestra la viabilidad de la inyección de hidrógeno hasta en un 20% en volumen en una red de gas privada con una demanda máxima de gas de alrededor de 25 MW, estima costos de inversión para la preparación del sitio de 888661,43 USD, dando un costo de inversión total de alrededor de 35,28 USD por kW de capacidad de la red de gas.[41]

[41] HyDeploy. Hydeploy project - second project progress report. Report, Cadent, Keele University, ITM Power, Northern Gas Networks, Health and Safety Laboratory, Progressive Energy; 2018. [Consultado el 31 de agosto

El proyecto HyDeploy es un proyecto de demostración y es probable que los costos sean menores a mayor escala.

El proyecto HyNet, que prevé la producción de hidrógeno para una amplia gama de aplicaciones, incluida la inyección de hidrógeno en la red de gas hasta un 20% en volumen, prevé cuatro lugares de inyección, cada uno de los cuales suministrará una demanda máxima de gas de alrededor de 1400 MW. Su costo estimado para cada sitio es de 6'783675,00 USD, lo que significa un costo de alrededor de 4,8 USD por kW de capacidad de la red de gas.[42]

En el proyecto H21, en el que se planificó la conversión completa de las redes de distribución de gas del norte de Inglaterra, los costes de capital totales para la conversión del sistema de distribución de capacidad máxima de 42 GW se estimaron en 194 millones USD. Esto equivale a un coste de conversión de 4,61 USD por kW de capacidad de la red de gas, dividido a partes iguales entre los costes de refuerzo de la red y los costes de sectorización de la red necesarios para llevar a cabo el cambio incremental del sistema.[43]

Mientras tanto, los equipos de consumo que utilizan gas natural (para calentar y cocinar en aplicaciones domésticas, comerciales e industriales) necesitarían al menos actualizarse y probablemente reemplazarse. Los costos estimados para reemplazar los sistemas de calefacción de gas natural con hidrógeno en los hogares oscilan entre 1355,21 USD y 5420,86 USD por hogar. Para las aplicaciones no domésticas, los costos varían significativamente según la aplicación, pero se estima que oscilan entre 271,04 USD y 1084,17 USD por kW de capacidad.[44]

---

de 2021] Disponible en: https://hydeploy.co.uk/app/uploads/2018/02/13894_HYDEPLOY_PROJECT_REPORT_LR-1.pdf.

[42] Cadent. HyNet North West: From Vision to Reality. Report, Cadent Gas Ltd.; 2018. [Consultado el 31 de agosto de 2021] Disponible en: www.hynet.co.uk/app/uploads/2018/05/cadent-projectreport-v4.pdf.

[43] SADLER D, ANDERSON HS, SPERRINk M, CARGILL A, SJOVOLL M, ASEN KI, et al. H21 North of England. Report, Northern Gas Networks, Equinor and Cadent; 2018.

[44] LYONS S, DURUSUT E, MOORE I. Industrial fuel switching market engagement study. Report, Element Energy and Jacobs, 2018. [Consultado el 31 de agosto de 2021]. Disponible en: https://assets.

1.3.3 Beneficios de la inyección de H_2 en redes de gas. Además de apoyar la integración de energías renovables, el hidrógeno en las redes de gas ofrece una solución de almacenamiento eficiente con la infraestructura existente.

Cuadro 6. Beneficios de la inyección de hidrógeno en redes de gas natural

CARACTERÍSTICAS DEL CASO DE USO		**POTENCIAL DE BENEFICIO PARA REGIONES Y CIUDADES**	
PARTES INTERESADAS INVOLUCRADAS	- Servicios públicos de generación de electricidad, p. Ej. operadores de parques eólicos o parques solares fotovoltaicos más grandes - Operadores de sistemas de transmisión y distribución de gas natural - Autoridades reguladoras y de permisos	AMBIENTAL	- Reducción de la huella de carbono de la red de gas natural y, en última instancia, de las aplicaciones de transporte y energía alimentadas por gas - Mayor flexibilidad para el sistema eléctrico que respalda la integración de energías renovables
DEMANDA Y PERFIL DE USUARIO	- Utilización del exceso de energía de fuentes intermitentes (p. Ej., Fotovoltaica, eólica) para producir hidrógeno "verde", electrolizador in situ, p. Ej. integrado en contenedor para escalabilidad. - Nivel máximo de mezcla de H_2 de la red de gas como condición crítica de la estructura.	SOCIAL	- Mayor estabilidad y seguridad del suministro de energía, a través de una oportunidad viable de almacenamiento a mediano y largo plazo. - Mejorar la aceptabilidad social de las aplicaciones de pilas de combustible e hidrógeno como un componente más importante de una transición integrada del sistema energético.
REQUISITOS DE IMPLEMENTACIÓN	- Producción de hidrógeno y electrólisis - Calidad de la infraestructura de la red de gas (local o regional) (por ejemplo, durabilidad del material de los contadores) - Infraestructura adecuada aguas abajo (por ejemplo, conexión	ECONÓMICO	- Cambio del transporte de energía a gasoductos y, por tanto, menor intensidad de expansión de la red eléctrica - Utilización eficiente de la infraestructura de gas natural existente, especialmente en partes con altas densidades de red de gas.

publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/824592/industrial-fuel-switching.pdf.

	satisfactoria con el consumidor de H_2)		- Oportunidades de almacenamiento a corto, mediano plazo y estacionales
OTROS ASPECTOS CLAVE	- Facilitación de la infraestructura de hidrógeno y adopción más amplia de aplicaciones de FC móvil como FCEV	OTRO	- Mayor promoción de las fuentes de energía renovable como resultado de la inyección de hidrógeno convertido en la red de gas y una mayor capacidad general del sistema de electricidad / gas para absorber la generación de electricidad variable a partir de fuentes renovables[45]

[45] BERGER, R. (2017). Development of Business Cases for Fuel Cells and Hydrogen Applications for Regions and Cities. Hydrogen Injection into the Natural Gas Grid.

2. ASPECTOS REGULATORIOS Y TÉCNICOS APLICABLES EN TRANSPORTE DE HIDRÓGENO POR REDES DE GAS NATURAL

En éste capítulo se expondrán aspectos regulatorios de requisitos técnicos aplicables para el uso y transporte de hidrógeno mezclado en redes de gas natural en algunos países en donde se hayan aplicado éstos procesos. Además, se presenta algunos proyectos en algunos países como aporte a la descarbonización de la red de gas.

2.1 ASPECTOS REGULATORIOS

El desafío regulatorio es proporcionar los incentivos adecuados y elegir el mejor marco esquema aplicable en cada región o país para impulsar el cambio de la energía de recursos fósiles a una energía renovable con base en el hidrógeno, de una manera rentable que beneficie a las regiones, poblaciones, individuos, y que acelere el desarrollo tecnológico y así disminuir el daño que se está haciendo al medio ambiente al emanar contaminantes como el CO_2, producto de la combustión de energías fósiles.

A continuación, se describe la estrategia con respecto al hidrógeno con visión de la Unión Europea, Americana y particularmente en Colombia.

2.1.1. Estrategia de la Unión Europea. El Pacto Verde Europeo es la nueva estrategia de crecimiento de la UE (EUROPEAN COMMISSION - 2020), una hoja de ruta para hacer que la economía sea sostenible convirtiendo los desafíos climáticos y ambientales en oportunidades en todas las áreas políticas y haciendo que la transición sea justa e inclusiva para todos. Un sistema energético mejor integrado es esencial para avanzar hacia la neutralidad climática de aquí a 2050 y,

al mismo tiempo, crear puestos de trabajo, garantizar una transición justa y fortalecer la innovación en la UE y el liderazgo industrial a nivel mundial. El sector puede hacer una contribución clave a la recuperación económica de Europa de la crisis del coronavirus, como se describe en el conjunto de medidas de recuperación de la próxima generación de la UE presentado por la Comisión el 27 de mayo de 2020.

Para ser climáticamente neutra en 2050, Europa necesita transformar su sistema energético, que representa el 75% de las emisiones de gases de efecto invernadero de la UE. Las estrategias de la UE para la integración del sistema energético y el hidrógeno, allanarán el camino hacia un sector energético más eficiente e interconectado, impulsado por los dos objetivos de un planeta más limpio y una economía más fuerte.

Las dos estrategias presentan una nueva agenda de inversión en energías limpias, en consonancia con el conjunto de medidas de recuperación de la UE para la próxima generación de la Comisión y el Pacto Verde Europeo. Las inversiones planificadas tienen el potencial de estimular la recuperación económica de la crisis del coronavirus. Crean puestos de trabajo europeos e impulsan nuestro liderazgo y competitividad en industrias estratégicas, que son cruciales para la resiliencia de Europa.

2.1.1.1 Integración del sistema energético. La estrategia de la UE para la integración del sistema energético proporcionará el marco para la transición a la energía verde (EUROPEAN COMMISSION - 2020). El modelo actual en el que el consumo de energía en el transporte, la industria, el gas y los edificios se produce en "silos", cada uno con cadenas de valor, reglas, infraestructura, planificación y operaciones independientes, no puede ofrecer neutralidad climática para 2050 de manera rentable; los costos cambiantes de las soluciones innovadoras deben

integrarse en la forma en que operamos nuestro sistema energético. Deben crearse nuevos vínculos entre sectores y explotarse el progreso tecnológico.

La integración del sistema energético significa que el sistema se planifica y opera como un todo, vinculando diferentes vectores de energía, infraestructuras y sectores de consumo. Este sistema conectado y flexible será más eficiente y reducirá los costos para la sociedad.

En ésta estrategia hay tres pilares principales:

- Primero, un sistema energético más "circular", con la eficiencia energética en su núcleo. La estrategia identificará acciones concretas para aplicar el principio de "eficiencia energética primero" en la práctica y para utilizar las fuentes de energía locales de manera más eficaz en nuestros edificios o comunidades. Existe un potencial significativo en la reutilización del calor residual de sitios industriales, centros de datos u otras fuentes, y la energía producida a partir de biorresiduos o en plantas de tratamiento de aguas residuales. La Ola de Renovación será una parte importante de estas reformas.
- En segundo lugar, una mayor electrificación directa de los sectores de uso final. Dado que el sector energético tiene la mayor proporción de energías renovables, deberíamos utilizar cada vez más la electricidad siempre que sea posible: por ejemplo, para bombas de calor en edificios, vehículos eléctricos en el transporte u hornos eléctricos en determinadas industrias. Una red de un millón de puntos de recarga de vehículos eléctricos estará entre los resultados visibles, junto con la expansión de la energía solar y eólica.
- Para aquellos sectores donde la electrificación es difícil, la estrategia promueve combustibles limpios, incluido el hidrógeno renovable y los biocombustibles y biogás sostenibles. La Comisión propondrá un nuevo sistema de clasificación y certificación de combustibles renovables y de bajo carbono.

La estrategia establece 38 acciones para crear un sistema energético más integrado. Estos incluyen la revisión de la legislación existente, el apoyo financiero,

la investigación y el despliegue de nuevas tecnologías y herramientas digitales, la orientación a los Estados miembros sobre medidas fiscales y la eliminación gradual de las subvenciones a los combustibles fósiles, la reforma de la administración del mercado y la planificación de la infraestructura, y una mejor información para los consumidores.

2.1.1.2 Estrategia de hidrógeno. En un sistema energético integrado, el hidrógeno puede contribuir a la descarbonización de la industria, el transporte, la generación de energía y los edificios en toda Europa. La Estrategia del Hidrógeno de la UE aborda cómo transformar este potencial en realidad, a través de inversiones, regulación, creación de mercado e investigación e innovación.

El hidrógeno puede alimentar sectores que no son adecuados para la electrificación y proporcionar almacenamiento para equilibrar los flujos variables de energía renovable, pero esto solo puede lograrse con una acción coordinada entre el sector público y privado, a nivel de la UE. La prioridad es desarrollar hidrógeno renovable, producido principalmente con energía eólica y solar. Sin embargo, a corto y medio plazo se necesitan otras formas de hidrógeno con bajo contenido de carbono para reducir rápidamente las emisiones y apoyar el desarrollo de un mercado viable.

Esta transición gradual requerirá un enfoque por fases:

- De 2020 a 2024, se apoyará la instalación de al menos 6 GW de electrolizadores de hidrógeno renovable en la UE y la producción de hasta un millón de toneladas de hidrógeno renovable.
- De 2025 a 2030, el hidrógeno debe convertirse en una parte intrínseca del sistema energético integrado, con al menos 40 gigavatios de electrolizadores de hidrógeno renovables y la producción de hasta diez millones de toneladas de hidrógeno renovable en la UE.

- De 2030 a 2050, las tecnologías de hidrógeno renovable deberían alcanzar la madurez y desplegarse a gran escala en todos los sectores difíciles de descarbonizar.

Para contribuir al cumplimiento de esta estrategia, la Comisión lanzó en julio de 2020 la Alianza Europea del Hidrógeno Limpio con líderes de la industria, la sociedad civil, ministros nacionales y regionales y el Banco Europeo de Inversiones. La Alianza creará una cartera de inversiones para aumentar la producción y apoyará la demanda de hidrógeno limpio en la UE.

Para orientar el apoyo a las tecnologías más limpias disponibles, la Comisión trabajará para introducir estándares, terminología y certificación comunes, basados en las emisiones de carbono del ciclo de vida, amparados en la legislación existente sobre clima y energía, y en línea con la taxonomía de la UE para inversiones sostenibles. La Comisión propondrá medidas políticas y reglamentarias para crear certeza para los inversores, facilitar la absorción de hidrógeno, promover la infraestructura y las redes logísticas necesarias, adaptar las herramientas de planificación de la infraestructura y respaldar las inversiones, en particular a través del plan de recuperación de la próxima generación de la UE[46].

2.1.2 Hoja de ruta 2050 para redes de gas. ENTSOG, es decir, la Red Europea de Operadores de Sistemas de Transporte de Gas (European Network of Transmission Sysrem Operators for Gas), propuso la “Hoja de ruta 2050 para las redes de gas” en la que se sugieren varias recomendaciones y acciones para implementar una estrategia europea P2G "*Power to Gas*". En particular, se proponen tres configuraciones para la red energética del futuro, es decir, las redes hacia un sistema de gas casi neutro en carbono:

[46] EUROPEAN COMMISSION (2020, 8, Julio). COMUNICACIÓN DE LA COMISIÓN AL PARLAMENTO EUROPEO, AL CONSEJO, AL COMITÉ ECONÓMICO Y SOCIAL EUROPEO Y AL COMITÉ DE LAS REGIONES. Powering a climate-neutral economy: An EU Strategy for Energy System Integration. Brussels. Disponible en: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/energy_system_integration_strategy_.pdf

1. El uso de biometano y gas natural sintético (SNG) que aseguren la no adaptación de las aplicaciones del usuario final;
2. un porcentaje creciente de mezcla de hidrógeno en las redes de gas natural existentes; y
3. la modernización de las redes de gas natural para transportar únicamente hidrógeno.

Desde el punto de vista medioambiental, conviene preferir la primera opción a las otras dos, ya que se podría obtener un balance de CO_2 neutro o negativo neto en la producción de biometano y SNG, respectivamente. Sin embargo, se podrían necesitar varios recursos y largos tiempos para implementar este enfoque: primero deben realizarse plantas para la captura de CO_2 de las emisiones de gases de combustión, y segundo, deben implementarse infraestructuras dedicadas al almacenamiento y transporte de CO_2 a los usuarios finales. Por estas razones, la primera opción se considera para una estrategia energética a largo plazo. La tercera opción también parece no ser viable a corto-medio plazo por las mismas razones de la primera opción, es decir, altos costos de infraestructura. Por tanto, la mezcla de hidrógeno en las redes de gas natural parece ser la solución más viable a corto-medio plazo[47].

El Pacto Verde Europeo ha encaminado a la Unión Europea (UE) a convertirse en el primer continente climáticamente neutro para 2050. Este objetivo se logrará mediante la descarbonización profunda de todos los sectores de nuestra economía. Un objetivo intermedio de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) del 55% para el 2030 es un indicador claro de esta ambición e impone la necesidad de implementar medidas concretas y audaces a nivel de la UE lo antes posible. El futuro energético de Europa dependerá de una proporción cada vez mayor de energías renovables, integradas de forma flexible a través de

[47] ENTSOG. *2050 Roadmap for Gas Grids*; ENTSOG: Brussels, Belgium, 2020.

diferentes vectores energéticos, de la prevención de la contaminación y de una gestión eficiente de los recursos mediante un enfoque de economía circular.

En este contexto, el hidrógeno está disfrutando de una atención renovada y en rápido crecimiento en Europa y en todo el mundo. La rápida disminución de los costos de las energías renovables, los avances tecnológicos y la urgencia de reducir drásticamente los GEI indican que ahora estamos cerca de un punto de inflexión.

Sin embargo, en la actualidad, el hidrógeno representa una fracción modesta de la combinación energética mundial y de la UE, y todavía se produce en gran medida a partir de combustibles fósiles, en particular del gas natural o del carbón. Para que el hidrógeno contribuya a la neutralidad climática, debe alcanzar una escala mucho mayor y su producción debe ser renovable o con bajas emisiones de carbono.

El hidrógeno tiene un gran potencial para ser utilizado en aquellos sectores difíciles de abatir y aplicaciones de uso final donde la electrificación no es posible (por ejemplo, falta de infraestructura o soluciones tecnológicas viables) o no es económicamente competitiva. En esos casos, el hidrógeno puede actuar como vector energético, con alta densidad energética, fácil de transportar y almacenar en grandes cantidades y por largos periodos de tiempo (estacionalidad) conectando centros de producción y demanda. En la visión estratégica a largo plazo de la UE para una economía climáticamente neutra, se prevé que la proporción de hidrógeno en la combinación energética de Europa crezca de menos del 2 por ciento actual, al 13-14 por ciento para 2050.

Los elementos de la infraestructura europea de gas existente podrían modernizarse o reutilizarse a un costo limitado para proporcionar la infraestructura necesaria para el transporte transfronterizo de hidrógeno a gran escala. Estas dos opciones podrían combinarse adicionalmente con la construcción de una infraestructura dedicada al hidrógeno (limitada) de nueva construcción.

Como se reconoce en la 'Hoja de ruta de la red europea de operadores de sistemas de transporte de gas (ENTSOG) 2050', la priorización de estas tres opciones

igualmente importantes (infraestructura modernizada, reutilizada y de nueva construcción) dependerá de las circunstancias nacionales y regionales. Por lo tanto, requiere una consideración cuidadosa en términos de su contribución a la descarbonización del sistema energético, así como a las implicaciones económicas y técnicas.

La opción de reutilización, entendida como la conversión completa de un gasoducto existente en líneas de hidrógeno al 100%, podría ser una alternativa atractiva inmediata para regiones concretas y países con situaciones muy particulares, como redes de gas abundantes y bien entrelazadas (incluidos gasoductos paralelos) y sistemas de gas de bajo poder calorífico sujetos a una eliminación inminente), la demanda y la producción de gas en rápido declive, y una alta densidad industrial con distancias cortas entre los conglomerados industriales.

Sin embargo, en muchas otras regiones de la UE con diferentes condiciones, la modernización (es decir, la adaptación de los gasoductos existentes para transportar y almacenar ciertos porcentajes de mezclas de hidrógeno) brinda una excelente oportunidad de transición para acumular volúmenes de hidrógeno, desarrollar economías de escala y aprender más rápidamente sobre la preparación de los activos de hidrógeno hasta que surja un caso comercial claro para las tuberías de hidrógeno dedicadas a mediano y largo plazo. Al aumentar la disponibilidad de hidrógeno de la red de gas existente, se permitirá la producción descentralizada de hidrógeno, lo que permitirá que las instalaciones de energía a hidrógeno se ubiquen en sitios de producción óptimos, en lugar de cerca de la demanda industrial.

La inyección de hidrógeno en los gasoductos existentes (comúnmente conocida como mezcla) ofrece dos ventajas. Por un lado, el gas natural actúa como un portador de hidrógeno gaseoso que facilita el transporte y almacenamiento de hidrógeno para vincular la oferta y la demanda. Por otro lado, proporciona acceso al hidrógeno a clientes ubicados en todos los países y regiones de la UE, descarbonizando progresivamente su uso energético, así como las redes de gas.

Desde una perspectiva de costos, la combinación permite la integración de grandes cantidades de hidrógeno renovable y de bajo carbono sin la necesidad de grandes inversiones (solo una adaptación asequible de la red existente).

Este aspecto es relevante dado que, al menos en las primeras etapas de un mercado de hidrógeno, una infraestructura de hidrógeno dedicada para conectar físicamente a todos los proveedores y consumidores de hidrógeno descentralizados a través de tuberías de hidrógeno puro implicaría un costo económico muy alto. En esta situación, las mezclas de hidrógeno y gas natural están bien posicionadas para acelerar el despliegue de hidrógeno al permitir que el hidrógeno comience a llegar a todos los sectores y regiones donde, a largo plazo, pueden sustituir progresivamente al gas natural. Además, el último análisis muestra que, mediante el uso de mezclas de gas-hidrógeno, se obtiene una mayor reducción de GEI a menor costo en comparación con la construcción de una infraestructura dedicada al hidrógeno.

En términos de integración del sistema energético, las mezclas de hidrógeno permiten un acoplamiento sectorial generalizado entre el gas y la electricidad. Por sus particularidades, ofrece flexibilidad, resiliencia e integración de excedentes de electricidad renovable variable. Evita la congestión de energía, permite la conversión de energía y el almacenamiento (estacional) y permite la integración de energía a gas más allá de los grupos de demanda de hidrógeno.

Desde el punto de vista de decidir la configuración del futuro sistema energético, las mezclas de hidrógeno y gas se identifican como una opción relevante, especialmente porque proporciona una transición energética más sencilla y rápida para los consumidores y la industria del gas. Además, no excluye otras opciones y puede ser perfectamente compatible y complementario con otros desarrollos de infraestructura de hidrógeno, como la infraestructura reutilizada y de nueva construcción. Agregar mezclas de hidrógeno y gas natural a los gasoductos existentes es, sin duda, un habilitador de transición rápido y rentable para una

economía del hidrógeno, al tiempo que mantiene un mercado de gas integrado para toda Europa[48].

2.1.3 Hoja de ruta hacia una economía del hidrógeno en EE.UU. Una coalición de compañías líderes en petróleo y gas, energía, automotriz, fabricación de celdas de combustible e hidrógeno ha colaborado para producir una hoja de ruta integral que detalla cómo EE. UU. Puede expandir su liderazgo energético global aumentando la actividad en el Economía del hidrógeno que emerge y evoluciona rápidamente, a medida que los responsables políticos y la industria trabajan juntos y toman las medidas adecuadas.

El informe, Road Map to a US Hydrogen Economy: Reducing Emissions and Driving Growth Across the Nation, enfatiza la versatilidad del hidrógeno como habilitador del sistema de energía renovable, un vector de energía que puede transportarse y almacenarse, y como combustible para el sector del transporte, calefacción de edificios y suministro de calor y materias primas a la industria. El hidrógeno también puede apoyar el despliegue de generación de energía renovable como la eólica, solar, nuclear e hidroeléctrica. Las organizaciones participantes trabajaron juntas para desarrollar esta hoja de ruta, compartiendo y desarrollando modelos económicos, así como datos sobre las necesidades energéticas futuras y las expectativas ambientales. La Fuel Cell & Hydrogen Energy Association (FCHEA) coordinó el grupo y gestionó el proceso, con el apoyo analítico proporcionado por McKinsey, y observaciones científicas y aportaciones técnicas del Instituto de Investigación de Energía Eléctrica (EPRI)[49].

[48] PARADA, L., ENRIQUEZ, A. (enero 2021). The role of hydrogen in meeting the EU objectives. Financier Worldwide Magazine. SPECIAL REPORT: ENERGY & UTILITIES. Disponible en: https://www.financierworldwide.com/the-role-of-hydrogen-in-meeting-the-eu-objectives#.YKWIW6hKjIV

[49] ROAD MAP TO A US HYDROGEN ECONOMY (2020), Fuel Cells Bulletin, Volume 2020, Issue 11, ISSN 1464-2859,

Según indicó Markowitz[50], Esta hoja de ruta muestra cuán críticamente importante es el hidrógeno para lograr una combinación energética con bajas emisiones de carbono y, con las acciones adecuadas ahora, puede reforzar el liderazgo energético de EE. UU. y fortalecer nuestra economía.

Esta hoja de ruta cuenta con temas relevantes como empleos, demanda, ingresos y aplicaciones que se van a relacionar brevemente a continuación:

- ✓ Empleos: Cada paso a lo largo del camino señalado en la hoja de ruta acerca a los EE. UU. al futuro del hidrógeno que ayudará a impulsar a la nación, limpiar el aire y respaldar nuevos empleos cruciales.
- ✓ Demanda: Si se toman las medidas adecuadas ahora, una industria competitiva del hidrógeno puede satisfacer el 14% de la demanda energética de EE. UU. Para 2050 el equivalente a más de 2468 TW o 8400 millones de MMBTU por año.
- ✓ Ingresos: Se generarían $ 140 mil millones USD por año en ingresos y 700,000 empleos para 2030, $ 750 mil millones USD por año en ingresos y 3.4 millones de empleos para 2050.
- ✓ Aplicaciones: El hidrógeno es un portador de energía único con aplicaciones en todos los sectores, por ejemplo, se estima que el 47% de los hogares de EE.UU. tienen actualmente calefacción de espacios con gas natural y otro 3% a 8 % (según la región) usa calefacción con gas licuado de petróleo (GLP).

Reemplazar o mezclar algo de gas natural con hidrógeno bajo en carbono reduciría las emisiones de GEI de calefacción residencial, comercial e industrial, sin despliegue de nueva infraestructura. Esto se puede lograr mezclando hidrógeno en la red de gas natural o desplegando celdas de combustible estacionarias

[50] MARKOWITZ, Morry, Presidente de la Asociación de Energía de Hidrógeno y Celdas de Combustible (FCHEA)

directamente en edificios para generar electricidad y usar el calor que producen en lugar de los calentadores tradicionales de espacio y agua.

A continuación, se presenta la hoja de ruta de los habilitadores de hidrógeno (apoyo a políticas y equipo de suministro y uso final de hidrógeno) para la transición a una economía de hidrógeno en la que el hidrógeno se convierte en una opción de combustible convencional. La hoja de ruta se desarrolló para presentar una propuesta concreta para diversos sectores y aplicaciones que se puedan desarrollar y desplegar en los próximos años.

La hoja de ruta está organizada en cuatro gases clave: 2020 a 2022, 2023 a 2025, 2026 a 2030 y después del 2030. Cada fase tiene indicadores específicos para el despliegue de hidrógeno en todas las aplicaciones. Cada fase también describe los habilitadores claves requeridos categorizados como:

1) Habilitadores de políticas
2) Habilitadores de equipos de uso final y suministro de hidrógeno

En el cuadro 7, se describen los habilitadores de políticas que se necesitan para crear los incentivos adecuados que permitan al sector privado invertir y desarrollar el mercado del hidrógeno.

Cuadro 7. Hoja de ruta de los habilitadores de hidrógeno (apoyo a políticas)

2020 -2022	2023-2025	2026-2030	2031 y más adelante
Pasos inmediatos próximos	**Ampliación temprana**	**Diversificación**	**Implementación amplia**
Metas de descarbonización confiables y tecnológicamente neutrales en más estados y a nivel federal Incentivos públicos para superar las barreras a los	Incentivos de políticas (estatales y federales) en los primeros mercados para la transición del apoyo directo a mecanismos	Transición de los incentivos de política en los mercados de rápido seguimiento del apoyo directo a los mecanismos escalables basados en el mercado	Soporte de políticas reducido / nulo en ciertas aplicaciones al alcanzar la igualdad de costos Código de hidrógeno robusto a nivel federal

lanzamientos iniciales en el mercado, llevar al mercado una gama más amplia de soluciones de hidrógeno maduras, aumentar la conciencia y la aceptación del público y continuar poniendo a prueba el uso del hidrógeno en todas las aplicaciones Códigos de hidrógeno y estándares de seguridad, incluidos los estándares de mezcla, en ciertos estados de EE. UU. Marco normativo / político para incluir mecanismos de estabilidad de la red para el almacenamiento de energía de larga duración, incluido el hidrógeno Programas de desarrollo de la fuerza laboral	escalables basados en el mercado Difundir incentivos públicos que superen las barreras a los lanzamientos iniciales en el mercado más allá de los estados pioneros Marco regulatorio para una implementación más amplia del almacenamiento de energía H_2 Implementación de iniciativas de políticas de descarbonización intersectoriales para apoyar los recursos energéticos distribuidos	Aplicaciones para ampliarse más allá del transporte con políticas habilitadoras específicas en otros sectores (como la industria, la energía)	

Fuente: ushydrogenstudy.org

A continuación, en el cuadro 8, se describen los habilitadores de equipo de suministro y uso final de hidrógeno, que son los encargados de potencializar la transformación a una energía limpia a través del uso del hidrógeno.

Cuadro 8. Hoja de ruta de los habilitadores de hidrógeno (equipos de suministros y uso final de hidrógeno)

2020 -2022	2023-2025	2026-2030	2031 y más adelante
Pasos inmediatos próximos	**Ampliación temprana**	**Diversificación**	**Implementación amplia**
Primera producción de hidrógeno dedicada para la movilidad SMR* con materia prima RNG y SMR* / ATR**** + CCUS1*** de escala media Plantas electrolizadoras de mediana escala (10-50 MW)	Primeras plantas electrolizadoras a gran escala (50 MW +) Primer SMR* / ATR + CCUS a gran escala Tuberías / sistemas de suministro de	Desarrollo de la producción de hidrógeno electrolítico con energías renovables y nucleares dedicadas. Desarrollo de SMR* / ATR + CCS** para	La expansión del uso de hidrógeno en todos los sectores, lo que permite una mayor reducción de costes y mejora el rendimiento, aumentando aún más expansión del uso de todos los sectores

Desarrollo de distribución gaseosa y líquida en estados pioneros Introducción de equipos hidrogenantes FCEV de segunda generación y estaciones de servicio para vehículos ligeros, autobuses y vehículos de manipulación de materiales FCEV de primera generación y estaciones de servicio para vehículos pesados Celdas de combustible escaladas hasta 30+ MW para centros de datos y energía de respaldo de instalaciones Pilotos iniciales para el almacenamiento de energía, que permiten aplicaciones renovables intermitentes, nucleares, centros de datos y aplicaciones industriales	hidrógeno en agrupaciones industriales Nuevas marcas y modelos de FCEV lanzados al mercado FCEV de segunda generación y estaciones de servicio para HDV Introducción de equipos tolerantes al hidrógeno puro	soportar la creciente demanda de hidrógeno Primeros oleoductos de hidrógeno para conectar los sitios de producción con los centros de demanda Ampliación de la producción de equipos de hidrógeno	Retroadaptación de reforma de capacidad con CCUS Competencia de la producción de hidrógeno electrolítico con SMR* / ATR + CCS** en el precio, proporcionando acoplamiento sector significativa con electricidad Compatibilidad del sistema para introducir el hidrógeno en la infraestructura de gas existente Variedad de modelos de vehículos disponibles

* SMR (Steam Methane Reforming)
**CCS (carbon capture and storage)
*** CCUS1 Carbon capture, utilization, and/or storage
**** ATR Autothermal Reforming

Fuente: ushydrogenstudy.org

2.1.4 Prospectiva energética para Colombia. No hay duda de que el sector transporte es de aquellos que mayor consumo energético genera a nivel mundial, lo cual se conjuga con la importancia del sector para cumplir los compromisos orientados a combatir el cambio climático. En este contexto, Colombia ha explorado distintas alternativas para hacer más sostenible el consumo energético y seguir atendiendo la demanda de transporte, la cual proyecta crecimientos significativos a

2040. En dicha línea, el país está implementando estrategias para fomentar los modos férreo y fluvial con el fin de reducir las emisiones de CO_2, especialmente en el transporte de carga. Por otro lado, tanto el Ministerio de Transporte como el Ministerio de Minas y Energía han promovido un marco regulatorio orientado a generar operaciones más eficientes en el sector transporte y fomentar el uso de tecnologías y combustibles limpios. Así, de la mano de las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER), se ha establecido que el hidrógeno verde es una alternativa ideal para diversificar la matriz energética en el sector transporte.

Para la producción de hidrógeno verde se requiere de las FNCER, electrolizadores y tecnología para su almacenamiento, transporte y distribución. Si bien los análisis costo-beneficio de tal tecnología están por definirse, en la medida en que se incrementen los desincentivos al uso de los combustibles fósiles y se reduzcan los costos de generación a partir de las mencionadas fuentes, se espera que la brecha entre la producción de hidrocarburos y la producción del hidrógeno verde se reduzca, meta proyectada para 2050.

En el caso de Colombia, las acciones en el camino de dimensionar los beneficios del hidrógeno verde no se han hecho esperar. Así, el hidrógeno se incluyó como alternativa de alto potencial para el sector transporte en los cuatro pilares del Plan Energético Nacional 2020 -2050 y, consecuentemente, el Gobierno Nacional publicó la hoja de ruta del hidrógeno que tiene por objeto contribuir al desarrollo e implementación del hidrógeno en Colombia reforzando así el compromiso del Gobierno con la reducción de emisiones de acuerdo con los objetivos del Acuerdo de París del 2015. Adicionalmente, se encuentra en trámite el Proyecto de Ley 371 de 2020 para que el Ministerio de Minas y Energía establezca un marco regulatorio que incluya incentivos a inversionistas e investigadores, así como la financiación a entes territoriales para proyectos de FNCER e hidrógeno verde.

2.1.4.1 Plan Energético Nacional 2020- 2050. El PEN 2020-2050 es un documento indicativo de prospectiva energética, cuyo propósito es definir una visión de largo plazo para el sector energético colombiano e identificar las posibles vías para alcanzarla. En este sentido, no es un ejercicio para pronosticar cómo será el futuro, sino explorar las alternativas mediante las cuales se puede moldear.

A partir de la estructura básica en el PEN 2020-2050 se conformaron cuatro escenarios energéticos de largo plazo: Actualización, Modernización, Inflexión y Disrupción en los que se agrupan iniciativas con grados similares de riesgo tecnológico, aporte a la mitigación del cambio climático y reto de transformación. Los escenarios fueron simulados en un modelo energético integrado con cuyos resultados se puede evaluar cada camino en términos energéticos, ambientales y económicos.

La definición del PEN 2020-2050 parte de la identificación de los desafíos que el sector energético afronta en los próximos 30 años, como resultado de avances tecnológicos, cambios en la orientación de las políticas públicas y tendencias de los mercados:

- **Desafío 1**. Disponibilidad de recursos energéticos locales
- **Desafío 2**. Brecha tecnológica y uso eficiente de los recursos energéticos
- **Desafío 3**. Mitigación y adaptación al cambio climático
- **Desafío 4**. Cambios estructurales en el sector energético asociados a la digitalización y la descentralización.

El punto de llegada propuesto es que en 2050 se haya consolidado la transformación energética que habilite el desarrollo sostenible del país. La transformación energética entendida como el proceso de descarbonización, descentralización y digitalización de las cadenas de valor del sector, implica un cambio en la forma de producir y consumir energía que se compagina con la apuesta de desarrollo sostenible del país a largo plazo, en la que se busca un

equilibrio entre el crecimiento económico, la protección del medio ambiente y la mejora en calidad de vida de las poblaciones más vulnerables.

Con la visión definida como punto de llegada, se plantean cuatro pilares para sustentar la acción de la política pública y dos objetivos en cada uno de ellos.

Cuadro 9. Control de objetivos e indicadores PEN 2020- 2050

PILAR	OBJETIVO	INDICADOR DE SEGUIMIENTO	LÍNEA BASE	VISIÓN 2050
Pilar 1. Seguridad y confiabilidad en el abastecimiento	Permitir el acceso a soluciones energéticas confiables, con estándares de calidad y asequibles.	Índice de Equidad Energética del World Energy Council	Calificación: C Ranking: 73	Calificación: A
	Diversificar la matriz energética.	Participación FNCE en la producción primaria de energía	3,1 %	12 %- 20 %
Pilar 2. Mitigación y adaptación al cambio climático	Contar con un sistema energético resiliente.	Emisiones de CO_2 asociadas a la producción de energía	35.047 Gg CO_2eq-año*	En 2050 las emisiones de CO_2 resultantes de la producción de energéticos tienen el potencial de estabilizarse o reducirse con respecto al nivel observado en 2019.
	Propender por un sistema energético de bajas emisiones de GEI.	Emisiones de CO_2 asociadas al consumo de energía	61.955 Gg CO_2eq-año	70.000-90.000 GgCO_2eq-año
Pilar 3. Competitividad y desarrollo económico	Adoptar nuevas tecnologías para el uso eficiente de recursos energéticos.	Porcentaje de energía útil sobre el consumo total de energía final	31%	50 %-70 %
		Intensidad energética	2,29 kJ/COP	1,08 -1,32 kJ/COP
	Promover un entorno de mercado competitivo y la transición hacia una economía circular.	Diferencial inflación precios energía vs. Precios al consumidor	2,2 %**	Para 2050 el promedio del diferencial debería ser

				cero o negativo
		Consumo per-cápita de leña	a 132 ton/mil habitantes	36-70 ton/mil habitantes
Pilar 4. Conocimiento e innovación	Avanzar en la digitalización y uso de datos en el sector energético.	Porcentaje de usuarios con medidor inteligente	1.2%-2-4%	90%-100% de los usuarios
	Estimular la investigación e innovación y fortalecer las capacidades de capital humano	Número de grupos de investigación	210***	Para 2050 se espera que los grupos de investigación en el área de energía hayan aumentado y se cuente con un registro de patentes asociadas al sector minero-energético
		Inversión en ACTI como porcentaje del PIB	0,74%	1%
* Información preliminar del año 2019, facilitada por el Ministerio de Minas y Energía. Oficina de Asuntos Ambientales y Sociales. Comprende las emisiones de los sectores de: carbón, coque, generación de electricidad y petróleo y gas natural. ** Cálculos UPME con información del DANE. *** (Observatorio colombiano de ciencia y tecnología, 2019)				

FUENTE: Ministerio de Minas y Energía. UPME (La Unidad de Planeación Minero Energética). Plan Energético Nacional 2020-2050. La transformación energética que habilita el desarrollo sostenible.

Para alcanzar los objetivos del PEN 2020-2050, se identificaron las tecnologías y acciones que apuntan a la consecución de las metas establecidas. En este sentido se analizaron las posibilidades de abastecimiento como generación con fuentes hidráulicas, térmicas a gas y carbón y la explotación de hidrocarburos, así como las fuentes no convencionales de energía (eólica, solar, geotérmica), el biogás, la energía nuclear y otros energéticos como el hidrógeno.

De igual forma, se contemplaron las iniciativas asociadas a la descentralización como la generación distribuida, el almacenamiento a pequeña escala, los distritos térmicos, entre otros. También se identificaron acciones relacionadas con la digitalización tales como la localización automática de fallas, la medición inteligente, la operación y mantenimiento de los activos con drones o gemelos digitales, la robotización de los centros de control, entre otras.

Por el lado del consumo energético se analizaron las iniciativas de renovación de equipos en todos los sectores de consumo, tanto a las mejores tecnologías disponibles a nivel nacional como en el mundo. Se tuvo en cuenta las posibilidades de sustitución de combustibles líquidos en el sector transporte e industrial a gas combustible o energía eléctrica y la sustitución de leña por GLP en el sector residencial rural[51].

2.1.4.2 Hoja de ruta del hidrógeno en Colombia. El gobierno colombiano cuenta con el apoyo del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) a través de su División de Cambio Climático y Sostenibilidad y su División de Energía para el desarrollo de esta Hoja de Ruta.

Colombia dispone de las condiciones para aprovechar la oportunidad del hidrógeno y convertirse en un líder regional de la transición energética gracias a su privilegiada ubicación geográfica y un marco regulatorio y político estable, capaz de atraer inversiones a largo plazo. La hoja de ruta toma como punto de partida los análisis de capacidad de producción, demanda, potencial exportador y regulación para proponer un plan de despliegue del hidrógeno en Colombia.

El hidrógeno de bajas emisiones contribuirá a acelerar la consecución de los objetivos de la estrategia de descarbonización de Colombia. Como vector energético el hidrógeno acelerará despliegue de Fuentes No Convencionales de

[51] Ministerio de Minas y Energía. UPME (La Unidad de Planeación Minero Energética). *Plan Energético Nacional 2020-2050. La transformación energética que habilita el desarrollo sostenible.*

Energía Renovable como la energía solar y eólica mediante el almacenamiento estacional de energía y su transporte a los centros de demanda.

Colombia se encuentra ubicada en un enclave geográfico estratégico. En primer lugar, Colombia es el nexo de unión entre América Central y América del Sur teniendo fronteras y, por tanto, redes de transporte, distribución y comercio con otros cinco países; además Colombia se halla entre dos océanos, posición que la sitúa como nodo de comercio marítimo y exportación. Colombia cuenta con 10 zonas portuarias siendo Cartagena en el Caribe y Buenaventura en el Pacífico, los puertos de mayor relevancia. La gran mayoría de los puertos cuentan con una infraestructura desarrollada para en la importación/exportación de crudo y gas que pude reacondicionarse para el transporte y almacenamiento de hidrógeno y derivados.

Por todo ello, Colombia podría convertirse en un punto de conexión logístico de hidrógeno abasteciendo a los países cercanos tanto por mar como por tierra.

El Gobierno Nacional está completamente comprometido con la descarbonización de la economía. En primer lugar, el ministerio de medioambiente anunció en noviembre de 2020 la meta de reducción del 51% de las emisiones de gases efecto invernadero del país para el año 2030. Este compromiso está enmarcado en el proceso de actualización de la Contribución Determinada a Nivel Nacional de Colombia, conocida como NDC, donde se establecen acciones ambiciosas para enfrentar los efectos del cambio climático de cara a los próximos 10 años[52]

✓ **Pilares de la hoja de ruta.** La estrategia elaborada se cimienta en 5 pilares que buscan el desarrollo social, medioambiental y económico de Colombia, y que son el fruto de un trabajo colaborativo de múltiples actores públicos y privados.

[52] MINISTERIO DEL MEDIO AMBIENTE; Colombia reducirá en un 51 sus emisiones de gases de efecto invernadero para el año 2030; Bogotá, 2021. Disponible en: https://www.minambiente.gov.co/index.php/noticias/4877-colombia-reducira-en-un-51-sus-emisiones-degases-efecto-invernadero-para-el-ano-2030

Figura 6. Pilares de la Hoja de Ruta

FUENTE: Ministerio de Minas y Energía, (2021). Hoja de ruta del hidrógeno en Colombia. Bogotá

El hidrógeno atraerá inversiones y generará nuevos empleos de manera que la descarbonización sea un impulso para la economía colombiana. El Gobierno y las autoridades aprovecharán el hidrógeno, no solo para su exportación sino para el desarrollar nueva capacidad industrial nacional. El hidrógeno habilita el desarrollo de nuevas cadenas de valor que impulsarán la economía colombiana. Colombia puede atraer oportunidades dentro de las cadenas de valor tecnológicas mediante la producción de bienes de equipo para la producción, transporte, almacenamiento y transformación de hidrógeno a través de cooperación internacional.

✓ **Metas a 2030.** Se han establecido ambiciosas metas nacionales a 2030 cuya consecución permitirá desarrollar las capacidades técnicas e industriales y la experiencia necesaria para poder aprovechar el todo el potencial futuro del hidrógeno.

Figura 7. Metas del país en materia de hidrógeno a 2030

FUENTE: Ministerio de Minas y Energía, (2021). Hoja de ruta del hidrógeno en Colombia. Bogotá

En lo relativo a la producción de hidrógeno de bajas emisiones se espera a 2030:

• Instalar al menos 1 GW de electrólisis que se ubicarán tanto en regiones de alto recurso renovable como La Guajira, como en lugares próximos al consumo con el objetivo de minimizar los costos asociados al transporte.

• Alcanzar un hidrógeno verde competitivo, logrando costos de 1,7 USD/kg cuando se produzca en las zonas de recurso renovable óptimo.

• Producción de al menos 50 kT de hidrógeno azul mediante la construcción de nuevas plantas y aplicación de captura y almacenamiento de CO_2 (CCS[53]) a plantas existentes.

Respecto a la demanda de hidrógeno, se prevé una importante penetración en sectores industriales, principalmente en refinación e industrias química y

[53] CCS (carbon capture and storage)

fertilizantes, así como un comienzo de la demanda en el sector de transporte terrestre.

✓ **Apoyo al despliegue de infraestructura.** Acciones orientadas a facilitar el despliegue efectivo y coordinado de infraestructuras de transporte y distribución de hidrógeno, solventando así la que se considera una de las principales barreras al uso del hidrógeno en la actualidad. Estas acciones tendrán en cuenta la interacción con la infraestructura de transporte de electricidad y gas natural, así como las estaciones de servicio existentes en Colombia a fin de aprovechar sinergias y minimizar los costos del despliegue.

✓ **Eliminar barreras regulatorias para nuevas aplicaciones tales como el "blending"**

El transporte de gas natural en Colombia está regulado por Reglamento Único de Transporte (RUT), el cual, a pesar de no prohibir explícitamente la inyección de hidrógeno, establece unos parámetros mínimos de calidad del gas que resultarían imposibles de cumplir si se inyectasen mezclas de hidrógeno en la red.

✓ **Analizar las posibilidades de "Blending" de hidrógeno en la red existente de gas natural**

La experiencia internacional muestra el "blending" como una herramienta viable para fomentar la producción de hidrógeno, valorizar la infraestructura gasista existente y disminuir costos de transporte.

Con el fin de evaluar las opciones de "blending" del país se debe tener en cuenta análisis regionales para determinar los volúmenes máximos de hidrógeno admisibles por la red colombiana.

Se debe estudiar las necesidades de adaptación de la red de gas para permitir el "blending" sin comprometer la calidad de suministro y la fiabilidad de la infraestructura, posiblemente el RUT tenga algunas modificaciones.

Se partirá con análisis de los estudios realizados a nivel mundial y a las mejores prácticas internacionales, las cuales indican que es posible mezclar del 5 -10% de H_2 en la red de gas sin que existan cambios significativos, también se buscará cooperación con otros países que estén desarrollando proyectos al respecto para simplificar los pilotos a realizar y con esto optimizar gastos.

Además, deberá realizarse un inventario de los diferentes elementos de las redes existentes susceptibles de verse afectados por la presencia de hidrógeno de cara a definir un plan de actualización.

Se estudiará también la posibilidad del reacondicionamiento de ciertos gasoductos para el transporte de hidrógeno a bajo costo. Por ejemplo, la región de La Guajira cuenta con gran recurso renovable y con una infraestructura de gas con baja utilización debido a la caída de reservas en los yacimientos cercanos. Por tanto, estos gasoductos en desuso podrán ser acondicionados para el transporte de hidrógeno renovable a regiones próximas con gran demanda como Cartagena[54].

2.1.4.3 Proyecto de Ley 371 de 2020. El proyecto de Ley 371 de 2020 busca promover el uso y producción de hidrógeno verde en el país. El principal sustento de éste proyecto, es incentivar el uso y producción del hidrógeno verde como fuente de energía limpia que permita la diversificación de la matriz energética colombiana y que, además, fomente la investigación, atraiga inversión extranjera y disminuya los efectos ambientales negativos de los combustibles convencionales que emiten alto contenido de CO_2.

Ahora bien, en cuanto a las reglas propuestas en el proyecto de ley, se menciona que seis meses posteriores a la expedición y entrada en vigencia, el Gobierno Nacional expedirá un marco regulatorio que robustezca la innovación, investigación,

[54] Ministerio de Minas y Energía, (2021). Hoja de ruta del hidrógeno en Colombia. Bogotá

producción y uso de hidrógeno en el mercado. Además, señaló que dicho marco deberá contener como mínimo los siguientes lineamientos:

- Plan de incentivos y apoyo a las innovaciones que tengan como eje central el hidrógeno verde.
- Paquete de ayudas para inversionistas y nuevos emprendimientos nacionales que incursionen en el mercado del hidrógeno verde.
- Programa de promoción de formación de talento humano científico en materia de hidrógeno verde.
- Promoción de la cooperación internacional en el ámbito de la exportación, producción y uso del hidrógeno verde.
- Establecimiento de planes piloto de generación de hidrógeno verde.
- Plan de incentivos a la industria local para que utilicen en sus procesos, como vector energético y combustible, el hidrógeno verde.

El proyecto propone la creación de un Fondo de Promoción del Hidrógeno Verde a cargo del Ministerio de Minas y Energía (MME), para que sea el precursor e impulsador de las inversiones en proyectos de uso y producción de hidrógeno.

El proyecto también busca modificar el artículo 1 de la Ley 2036 de 2020, la cual estableció la participación de las entidades territoriales para la promoción de proyectos de generación mediante energías alternativas renovables, con el fin de que la producción, investigación y comercialización del hidrógeno sean también sujetos de los beneficios de inversión que la mencionada Ley promovió.

Finalmente, el interesante proyecto señala que, el Gobierno Nacional en un periodo no superior a 2 años de su expedición y vigencia, formulará una política pública que incluya los principales objetivos y metas de investigación, producción, comercialización, y demás pertinentes en virtud del adecuado uso del hidrógeno,

para los años 2022, 2025, 2030 y 2050, así como el plan de acción que se establecerá para cumplirlas[55].

2.2 PROYECTOS ACTUALES PARA EVALUACIÓN DEL IMPACTO DEL HIDRÓGENO EN DIFERENTES PROCESOS

Teniendo en cuenta que una de las limitantes del uso del hidrógeno es el desconocimiento del impacto que este componente tiene sobre los diferentes elementos de la cadena, se han adelantado proyectos para cuantificar los efectos y posibles consecuencias que traería no tenerlas en cuenta al momento de ejecutar éstos proyectos.

A continuación, se describen los proyectos más relevantes en cuanto a investigación en el uso del hidrógeno, en donde se resaltan los desarrollados en los siguientes países: USA, España, Alemania, Francia y Reino Unido.

2.2.1 USA. El Laboratorio Nacional de Energía Renovable (NREL) liderará un nuevo proyecto colaborativo de investigación y desarrollo (I+D) conocido como HyBlend™ para abordar las barreras técnicas para mezclar hidrógeno en tuberías de gas natural.

El equipo de HyBlend comprende seis laboratorios nacionales: NREL, Sandia National Laboratories (SNL), Pacific Northwest National Laboratory (PNNL), Oak Ridge National Laboratory (ORNL), Argonne National Laboratory (ANL) y National Energy Technology Laboratory (NETL) - y más de 20 participantes de la industria y la academia. Este proyecto de dos años fue seleccionado por la Oficina de Tecnologías de Celdas de Combustible e Hidrógeno (HFTO) del Departamento de

[55] PROYECTO DE LEY 371 (Radicado dic 2020). “Por medio de la cual se promueve el desarrollo tecnológico, la producción y el uso del ´hidrógeno verde´ y se dictan otras disposiciones”. Colombia.

Energía de EE. UU. En la Oficina de Eficiencia Energética y Energía Renovable (EERE) a través de la Convocatoria CRADA H_2 @ Scale 2020. El equipo recibirá más de $ 10 millones USD de fondos de EERE, con $ 4 a $ 5 millones USD adicionales en contribuciones de los participantes.

Como se cuestiona Peters[56], ¿las tuberías son compatibles con el hidrógeno? En segundo lugar, ¿cuáles son los costos y los impactos ambientales? Y finalmente, ¿cómo afectarán las mezclas de hidrógeno a los electrodomésticos y otros equipos en los edificios?

El proyecto HyBlend está organizado en tres tareas de investigación, cada una dirigida por laboratorios nacionales con investigación y capacidades existentes en esa área:

- **Compatibilidad de hidrógeno de tuberías y tuberías**: SNL y PNNL realizarán evaluaciones para estimar la vida útil de las tuberías y materiales de tuberías de metal y polímero (por ejemplo, acero y polietileno) cuando se utilicen mezclas. Esta información se incorporará a un modelo disponible públicamente que se puede utilizar para estimar la vida útil de la tubería dados los supuestos clave de ingeniería.
- **Análisis del ciclo de vida**: ANL analizará las emisiones del ciclo de vida de las tecnologías que utilizan mezclas de hidrógeno y gas natural, así como vías alternativas como el gas natural sintético.
- **Análisis tecno-económico**: NREL cuantificará los costos y oportunidades para la producción y mezcla de hidrógeno dentro de la red de gas natural, así como vías alternativas como el gas natural sintético.

H-Mat, (Consorcio de Compatibilidad de Materiales de Hidrógeno) que participa en el proyecto HyBlend está trabajando con más de 20 socios en la industria y la academia para mejorar el rendimiento de los materiales en cuanto a la compatibilidad con el hidrógeno. PNNL que también participa en el proyecto

[56] Michael Peters, Ingeniero del NREL, Director del proyecto HyBlend

HyBlend, estudia la compatibilidad del hidrógeno con los polímeros y evalúa la viabilidad de los polímeros en el servicio de hidrógeno. NREL lidera el análisis tecno-económico de un socio del proyecto HyBlend incluido el trabajo nacional y regional que caracteriza el potencial económico del hidrógeno en los sistemas de energía futuros y el potencial del hidrógeno en el almacenamiento de energía de larga duración.[57]

2.2.2 España. El impulso del hidrógeno como fuente de energía limpia, renovable y sostenible ha dado un paso decisivo en España con la aprobación por el Consejo de Ministros de una Hoja de Ruta que deberá propiciar el despliegue de este vector energético, clave para que España alcance la neutralidad climática en el año 2050. Su desarrollo incentivará además la creación de cadenas de valor industrial innovadoras, el conocimiento tecnológico y la generación de empleo, contribuyendo a la reactivación hacía una economía verde de alto valor añadido.

El documento “Hoja de Ruta del Hidrógeno: una apuesta por el hidrógeno renovable”, propuesta presentada por el Ministerio para la Transición ecológica y el Reto Demográfico y aprobada por el Consejo de Ministros el 6 de octubre de 2020 de España; su desarrollo, contemplado en el Plan Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030, incluye 60 medidas concretas, y fija objetivos para la próxima década alineados con la Estrategia Europea del Hidrógeno. Entre esas metas destacan las de disponer, para el año 2030, de 4 gigavatios de potencia instalada en electrolizadores, alcanzar un 25% del consumo de hidrógeno industrial de origen renovable, o desplegar, trenes y vehículos de transporte pesado propulsados por este gas.

[57] NREL Transforming ENERGY. HyBlend Project To Accelerate Potential for Blending Hydrogen in Natural Gas Pipelines. NREL Will Lead Multi-Lab, Multi-Industry R&D Effort To Overcome Technical Challenges. Nov. 18, 2020. Disponible en: https://www.nrel.gov/news/program/2020/hyblend-project-to-accelerate-potential-for-blending-hydrogen-in-natural-gas-pipelines.html

La Hoja de Ruta Española del Hidrógeno es coherente con las acciones previstas en la Unión Europea. Entre ellas, la inclusión del hidrógeno renovable en la Directiva relativa al fomento del uso de energía renovable. O la "Iniciativa del Hidrógeno", lanzada en 2018, una declaración que subraya el potencial de las tecnologías de hidrógeno sostenible para la descarbonización de múltiples sectores de la economía, además de contribuir a la seguridad de suministro a largo plazo y a la competitividad económica europea. Asimismo, el Pacto Verde Europeo incluye estrategias y mecanismos de financiación para la promoción y el desarrollo de la cadena de valor del hidrógeno renovable.

2.2.2.1 Proyectos en curso en España. Además de marcar el camino para el desarrollo del hidrógeno verde, la Hoja de Ruta identifica los proyectos puestos en marcha en España en esta materia, así como las principales propuestas recibidas para participar en la iniciativa europea IPCEI de Interés Común Europeo.

En el primer apartado figuran:

- **H_2PORTS**: proyecto piloto a escala europea localizado en el Puerto de Valencia, que desarrolla la transformación a hidrógeno de dos máquinas (grúa telescópica y cabeza de camión) en condiciones reales de operación. Incluye el desarrollo de una *hidrogenera* a 350 bares, así como el estudio y desarrollo de la logística de suministro en el puerto. Dotado con 4 millones de euros, se desarrollará hasta 2023.

- **HIGGS:** persigue analizar el potencial y los requerimientos para inyectar hidrógeno en las redes actuales de transporte de gas natural a alta presión. Se lleva a cabo en diferentes centros de investigación, con un presupuesto de dos millones de euros y horizonte temporal de 2022[58].

[58] ELORRIAGA, J. C. G. (2020). La hoja de ruta que impulsará el hidrógeno renovable en España. Gas actual, (157), 34-39.

2.2.3 Otros proyectos en Europa. A continuación, se presentan algunos proyectos de demostración y guía a gran escala en curso y más en proceso, que muestran la viabilidad técnica y económica de la tecnología en un entorno operativo relevante (especialmente combinación de P_2H e inyección en la red de gas).

Cuadro 10. Algunos proyectos en Europa

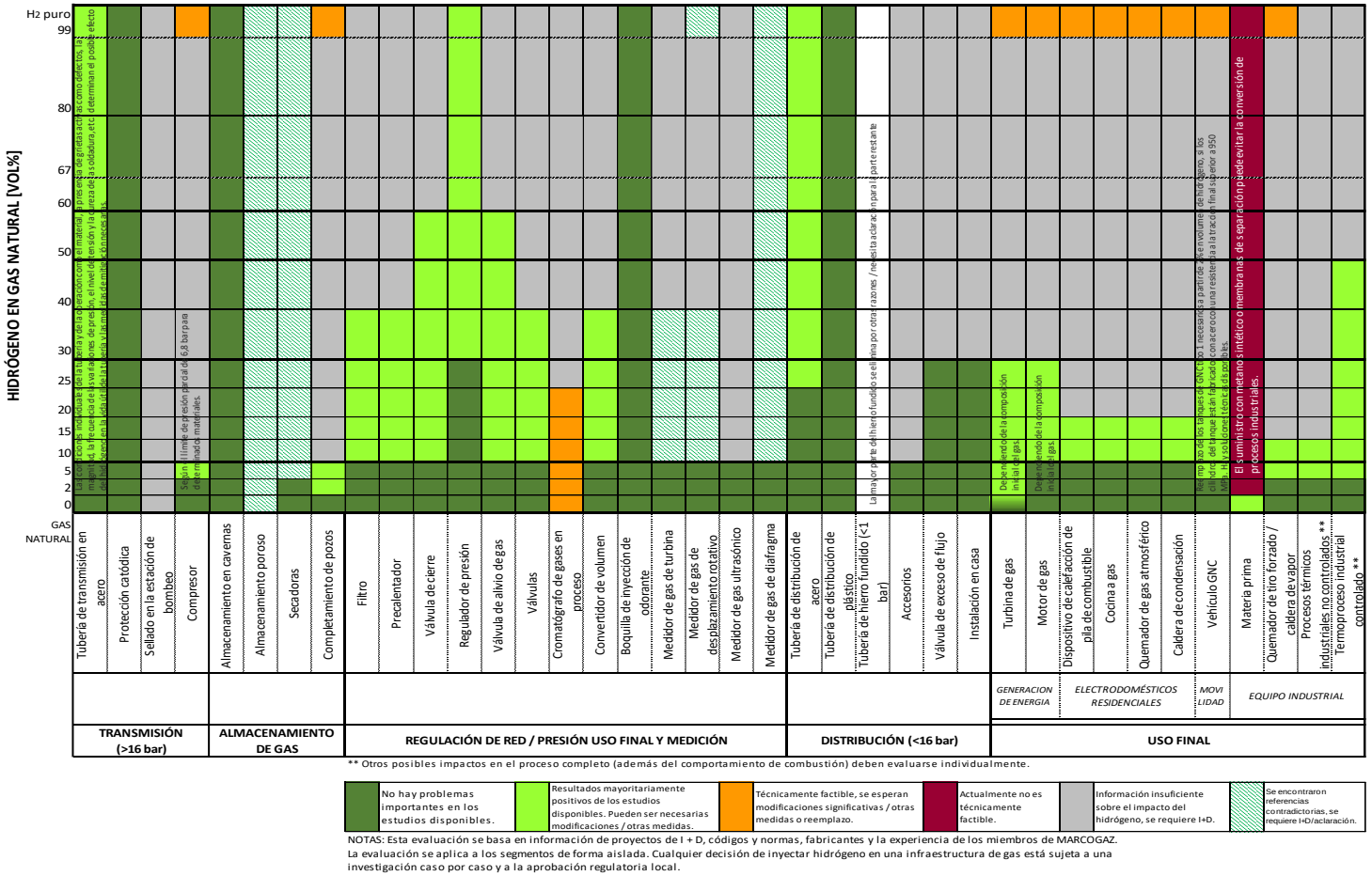
PROYECTO	PAIS	COMIENZO	ALCANCE	VOLUMEN DEL PROYECTO
Planta de demostración P2G Ibbenbüren (RWE)	ALEMANIA	2014	Operación de una planta de demostración P2G de 150 kW que produce hidrógeno verde para ser inyectado en la red de distribución de gas, red operada por Westnetz GmbH	N.A
Wind Gas Falkenhagen (E.ON)	ALEMANIA	2011	Producción de hidrógeno verde a partir de energía eólica de 2 MW para alimentar la red de distribución de gas, red operada por Ontras Gastransport GmbH.	N.A
Administración de la red mediante la inyección de hidrógeno para reducir el contenido de carbono (GRHYD)	FRANCIA	2013	Fase 1: Estudio preliminar de dos años que adapta la estación de servicio de gas natural (GNV) de vehículos de gas natural existente con una nueva mezcla de hidrógeno / gas natural Hythane® Fase 2: fase de demostración de cinco años de inyección de hidrógeno en la red de distribución de gas natural con un nivel de mezcla de hasta el 20%	N.A
HyDeploy	Reino Unido	2016	Electrolizador de 0,5 MW para demostrar el uso de hidrógeno mezclado en la red de gas del Reino Unido	GBP 6.8m (libra esterlina)

2.3 RESULTADOS DE PRUEBAS Y LÍMITES REGLAMENTARIOS PARA LA ADMISIÓN DE HIDRÓGENO EN LA INFRAESTRUCTURA DE GAS NATURAL EXISTENTE Y SU USO FINAL

En la figura 8 se puede observar una descripción general de la preparación técnica de la infraestructura de gas y los equipos de usos finales para manejar mezclas de hidrógeno y gas natural en cada etapa de la cadena de gas. La imagen se centra en aspectos materiales y principios funcionales. También se pretende identificar algunos vacíos en el conocimiento y las áreas donde se requiere I+D para eliminar las barreras que limitan la mezcla de hidrógeno en la cadena de suministro y permitir nuevas aplicaciones para el hidrógeno y el H_2NG.

Con la siguiente imagen se pretende recopilar y evaluar el estado actual de los conocimientos sobre transmisión, almacenamiento, distribución y uso de H_2GN e hidrógeno, basándose en la amplia experiencia y conocimientos de los operadores de red, operadores de almacenamiento y expertos en uso final.

Figura 8. Límites reglamentarios para la admisión de hidrógeno en la infraestructura de gas natural existente y su uso final



FUENTE: MARCOGAZ, Technical association of the European Natural Gas Industry. Overview of available test results* and regulatory limits for hydrogen admission into existing natural gas infrastructure and end use. Brussels, Belgium, 2019.

Con la recopilación de la información anterior se espera lo siguiente:

2.4.1 Infraestructura de gas natural y electrodomésticos residenciales

- Se espera que los principales elementos de la infraestructura de transporte, almacenamiento y distribución de gas y los aparatos de gas residenciales puedan aceptar 10% en volumen de H_2 sin modificaciones[59].

- Algunas redes y electrodomésticos ya están funcionando con un 20% en volumen de hidrógeno[60].

- Se espera que los principales elementos de la infraestructura y los electrodomésticos residenciales puedan aceptar 20% en volumen de H_2 con modificación (MARCOGAZ, 2019).

- Se pueden alcanzar concentraciones más altas (> 20% vol. H_2) a través de I+D mediante nuevas medidas o reemplazos.

2.4.2 Procesos industriales

- Se espera que muchos procesos industriales (excepto la materia prima) puedan aceptar 5% en volumen de H_2 sin modificaciones.

- Las turbinas de gas de las centrales eléctricas actuales, las industrias que utilizan gas natural como materia prima y también los tanques de acero de GNC se evalúan como sensibles incluso a pequeñas cantidades de hidrógeno y necesitan más I+D / medidas de mitigación cuando se planea transportar concentraciones de hidrógeno más altas.

[59] MARCOGAZ, Technical association of the European Natural Gas Industry. Overview of available test results* and regulatory limits for hydrogen admission into existing natural gas infrastructure and end use. Brussels, Belgium, 2019.

[60] BOIVNET, X. A Dunkerque, GRHYD injecte 20% d'hydrogène dans le réseau de gaz naturel, 12.06.2019, Industries et Technologies

- Se espera que los equipos de termoprocesamiento (como hornos y quemadores) puedan aceptar un 15% en volumen de H_2 con modificaciones (MARCOGAZ, 2019).

- Pueden tolerarse concentraciones más altas (> 15% vol. H_2) mediante I+D, medidas adicionales o sustitución[61].

En el Cuadro 11 se compara las propiedades del metano y del hidrógeno.

Cuadro 11. Comparación de propiedades de combustión del metano e hidrógeno

PROPIEDAD	METANO	HIDRÓGENO	DESCRIPCIÓN
Inflamabilidad baja (vol %)	5	4	Es necesario tener en cuenta el efecto de la fragilización por hidrógeno en la tubería de acero cuando el hidrógeno es inyectado en la red de gas natural ya que éste fenómeno causado por el debilitamiento de los enlaces atómicos metal-metal y la modificación de la plasticidad se caracteriza por efectos perjudiciales sobre las propiedades mecánicas. Sin embargo, las diferentes propiedades mecánicas no se ven afectadas con la misma intensidad. La tensión de fluencia y la resistencia máxima se ven ligeramente afectadas. debido a la gran inflamabilidad y la baja energía de ignición del gas hidrógeno, el factor de diseño debe reducirse especialmente para ubicaciones urbanas y periurbanas. Es importante prestar especial atención al diseño basado en deformaciones en caso de tuberías sometidas a actividad sísmica, hundimiento del terreno, inestabilidad de taludes, deslizamientos de tierra, etc. porque el alargamiento en el momento de la falla se ve fuertemente afectado por la fractura por fragilización por hidrógeno.
Inflamabilidad alta (vol %)	15	75	
Energía de ignición (10^{-5} J)	33	2	

[61] (Ibid., p. 4)

Poder calorífico (MJ/m^3)	37,8	12,5	El poder calorífico es un parámetro importante para evaluar la capacidad de un combustible como portador de energía. Aunque la densidad de energía del hidrógeno es más alta que la del metano en base a la masa, el poder calorífico volumétrico del metano es más de 3 veces el del hidrógeno. Esto implica que el mismo caudal volumétrico del combustible producirá mucho menos calor para el hidrógeno en comparación con el gas natural. Sin embargo, en aplicaciones prácticas de combustión, el poder calorífico no es el parámetro principal que afecta la entrada de calor. El índice de Wobbe es el factor comúnmente utilizado para evaluar la intercambiabilidad del combustible en términos de tasa de liberación de calor [en la mayoría de los aparatos comunes. Si dos combustibles tienen el mismo índice de Wobbe, la salida de calor será constante si la presión de entrada se mantiene constante para el dispositivo de combustión.
Poder calorífico (MJ/Kg)	55,5	142,1	
Densidad (Kg/m^3)	0,648	0,0813	La baja densidad del hidrógeno, tanto si se encuentra en estado líquido como en gaseoso, da lugar también a una densidad de energía reducida. Es decir, un volumen dado de hidrógeno contiene menos energía que el metano. Lo anterior aumentará también el tamaño relativo del recipiente de almacenamiento, pues se requerirá mayor cantidad de hidrógeno para suplir los requisitos de energía. El hidrógeno cuenta con un factor que reduce de forma significativa su peligrosidad en espacios abiertos y es que es mucho más ligero que el aire y que el resto de los combustibles. Además, como presenta una difusión mucho más rápida que el resto de combustibles, si se produce una fuga de hidrógeno por cualquier motivo, este se elevará y dispersará rápidamente en la atmósfera, mucho más rápidamente que el resto de combustibles. De hecho, combustibles comunes como la gasolina, el propano o el butano tienen una mayor densidad que el aire, de tal forma que en caso de fuga se acumulan a nivel del suelo lo que puede derivar en situaciones de gran peligrosidad en caso de ignición.
Temperatura de llama adiabática (K)	2226	2318	La temperatura adiabática es la máxima temperatura teórica que la flama de una combustión real de un combustible puede alcanzar en ausencia de transferencia de calor que, por razones termodinámicas, no es factible

			evitar, con lo que la temperatura efectiva observada siempre es menor. La temperatura adiabática de una llama es un parámetro de referencia que nos sirve para evaluar la eficiencia de un sistema de combustión, por ejemplo, motores de combustión interna encendido por chispa; cuanto más aproximada es la temperatura máxima de una llama a la temperatura adiabática, más eficiente es el sistema de combustión. Con el enriquecimiento de hidrógeno en el GNC se presenta una mejora en la eficiencia de la combustión debido al aumento de la temperatura de la llama adiabática.

2.4 LÍMITES DE MEZCLA DE HIDRÓGENO EN LA RED DE GAS NATURAL POR VOLUMEN EN ALGUNOS PAISES

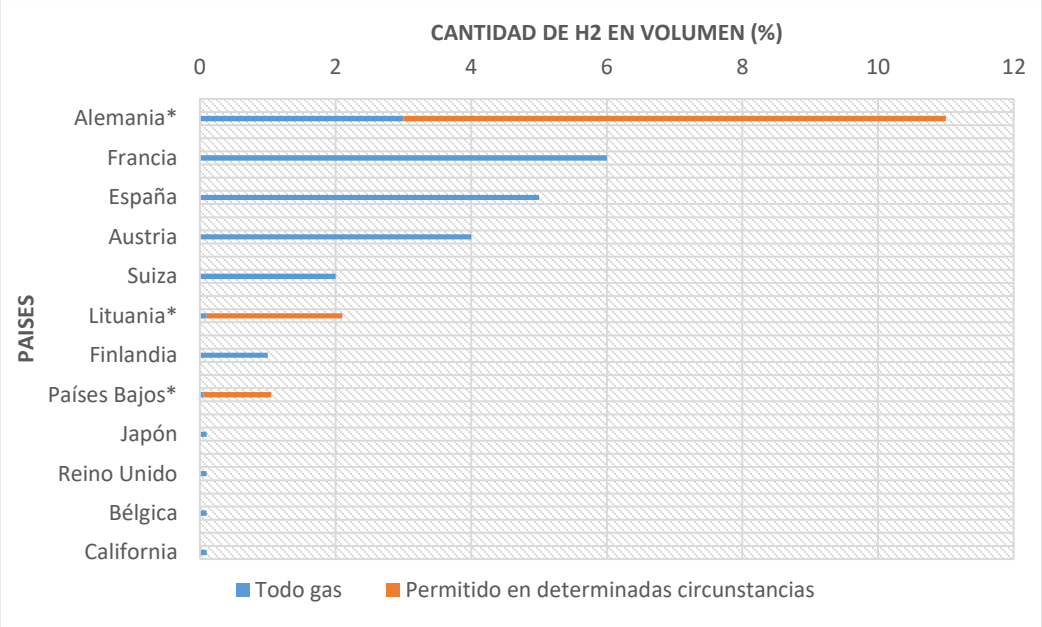
El hidrógeno tiene una densidad energética mucho menor que el gas natural en términos volumétricos. Por esta razón, los usuarios finales de una mezcla de gas requerirían un mayor volumen de gas para lograr el mismo número de unidades térmicas en comparación con los usuarios finales que consumen gas natural puro. Por lo tanto, una mezcla del 5% de hidrógeno en volumen no se equivale en un desplazamiento del 5% del consumo de combustibles fósiles.

A medida que aumenta la mezcla de hidrógeno, el contenido calorífico medio del gas mezclado cae y, por lo tanto, se debe consumir un mayor volumen de gas mezclado para satisfacer las mismas necesidades energéticas. Por ejemplo, una mezcla del 5% por volumen de hidrógeno solo desplazaría el 1,6% de la demanda de gas natural.

La inyección en tuberías se ha incluido recientemente en las estrategias nacionales de hidrógeno de los Países Bajos y Australia, además de una serie de proyectos piloto a pequeña escala[62].

En la figura 9, que se observa a continuación, se muestra la escala de varios proyectos piloto que exploran los impactos de la mezcla de hidrógeno en los países

Figura 9. Límites de mezcla de hidrógeno en la red de gas natural por volumen



FUENTE: IEA (2019), The Future of Hydrogen, IEA, Paris https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen.

Se aplica un límite más alto para Alemania si no hay estaciones de servicio de GNC conectadas a la red; el límite más alto para los Países Bajos se aplica a los gases

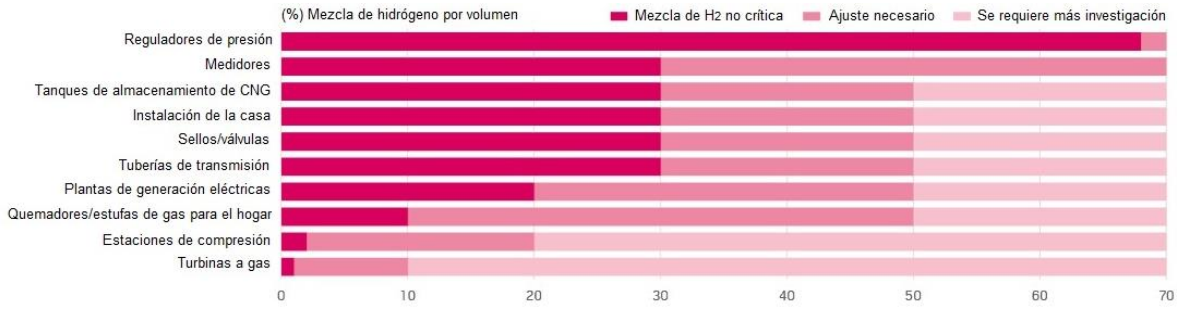
[62] McDONALD, Z., (2020 mayo 19). Injecting hydrogen in natural gas grids could provide steady demand the sector needs to develop. https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/blogs/natural-gas/051920-injecting-hydrogen-in-natural-gas-grids-could-provide-steady-demand-the-sector-needs-to-develop

de alto poder calorífico; Se aplica un límite superior para Lituania cuando la presión de la tubería es superior a 16 bar[63].

Los beneficios de la inyección de hidrógeno en la red de gas natural podrían extenderse más allá del desplazamiento directo de combustibles fósiles y la descarbonización del sistema. A principios de 2020, el gobierno central holandés publicó su estrategia nacional de hidrógeno, que describiría el posible apoyo regulatorio para los mandatos de inyección de hidrógeno como una forma de demanda estable a corto plazo del producto. Eso tiene el potencial de impulsar el desarrollo del sector del hidrógeno.

Como se puede observar en la figura 10, en volúmenes de mezcla más bajos, la red de gas natural y sus usuarios finales requerirían muy pocos ajustes para alojar el hidrógeno. Esto proporciona a la red de gas natural, dados los mandatos regulatorios apropiados, como una fuente de demanda de hidrógeno de muy bajo costo, proporcionando una mayor certeza para los inversionistas en el suministro de hidrógeno.

Figura 10. Sensibilidad de la infraestructura de gas natural a la mezcla de hidrógeno



FUENTE: McDONALD, Z., (2020 Mayo 19). Injecting hydrogen in natural gas grids could provide steady demand the sector needs to develop.

[63] IEA, Limits on hydrogen blending in natural gas networks, 2018, IEA, Paris https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/limits-on-hydrogen-blending-in-natural-gas-networks-2018

https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/blogs/natural-gas/051920-injecting-hydrogen-in-natural-gas-grids-could-provide-steady-demand-the-sector-needs-to-develop

En proporciones de mezcla más altas, pueden ser necesarias algunas modificaciones a la tubería. Algunos desafíos costosos de la mezcla de alto volumen incluyen la fragilización del acero del material de la tubería y el daño a los quemadores causado por las aberraciones de la combustión del combustible.

Debido a la baja eficiencia de producción de los electrolizadores modernos y la huella de carbono relativamente baja de la combustión de gas natural en comparación con otros combustibles fósiles, la inyección de hidrógeno tiene un potencial de reducción de CO_2 promedio bajo por kg de hidrógeno en comparación con otros usos de hidrógeno sin carbono.

Sin embargo, la inyección en la red es una fuente atractiva de demanda de hidrógeno a corto plazo en volúmenes de mezcla bajos debido a los bajos costos incrementales. Cada vez más, las regiones con aspiraciones de desarrollar una economía de hidrógeno bajan en carbono probablemente recurran a la inyección en la red como un medio para cultivar un mercado y estimular la inversión en el suministro[64].

[64] (McDONALD, op.cit., p. 2)

3. IMPACTOS DE LA MEZCLA DE HIDRÓGENO EN LAS REDES DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL

La seguridad y confiabilidad de la infraestructura requerida es una condición necesaria para que la economía de hidrógeno se convierta en realidad. Los diseños del sistema deben ser robustos, con la capacidad de demostrar niveles de seguridad equivalentes o más seguros que la tecnología utilizada actualmente. La utilización del hidrógeno para nuevas aplicaciones se encuentra en sus primeras etapas y estas a menudo experimentan fallas de "vida temprana".

El desempeño seguro y confiable de éstas tecnologías en los primeros años de utilización puede generar confianza entre las personas y ésta opinión pública tiene un impacto en las políticas. Por lo tanto, garantizar sistemas seguros y confiables es un factor acelerador crítico en el desarrollo y despliegue de tecnologías de hidrógeno[65].

La idea de utilizar hidrógeno en la red existente de tubería de gas natural ha sido analizada en varios estudios que se remontan a la década de 1980. (MELAINA, 2013) Estudios más recientes sugieren que mezclar hidrógeno con gas natural en bajas concentraciones (<5 – 15%) H_2 por volumen) parece viable sin riesgos significativamente mayores[66]. Este nivel de mezcla de hidrógeno no constituye una amenaza ni causa daños potenciales a los dispositivos de uso final (como electrodoméstico), ni reduce la seguridad pública general ni pone en peligro la durabilidad e integridad de la red de tuberías de gas natural existente. Sin embargo, estos estudios enfatizan que si bien el 5-15% de hidrógeno en volumen a menudo se administra como un valor de "regla general", la concentración de mezcla

[65] Moradi, R., & Groth, K. M. (2019). Hydrogen storage and delivery: Review of the state of the art technologies and risk and reliability analysis. International Journal of Hydrogen Energy.

[66] Alliat,I.,Florisson, O.,Lovesmith, G.B.,2009.The value of the existing natural gas system for hydrogen, the sustainable future energy carrier: progress obtained in the NATURALHY-project, https://www.coleurope.eu/content/studyprogrammes/eco/conferences/Files/Papers/Florisson_The_NATURALHY_Project.pdf (acceso 14 Mayo 2020)

apropiada puede variar significativamente entre los sistemas de redes de tuberías y las composiciones de gas natural y, por lo tanto, debe evaluarse caso por caso[67].

Hay una serie de mecanismos relacionados con el hidrógeno que han causado fragilización o daño a las aleaciones, algunos de estos pueden ser motivo de preocupación en las tuberías que se utilizan para la transmisión de hidrógeno o mezcla de hidrógeno y otros no lo son.

En el presente capítulo se presenta inicialmente descripción de la infraestructura de transporte de gas natural en Colombia, con la finalidad de identificar los diferentes elementos que la componen y que eventualmente se encontrarían expuestos a la mezcla de gas natural e hidrógeno; posteriormente se abordarán los impactos relevantes identificados cuando se mezcla hidrógeno con gas natural en las redes de transporte, impactos que van desde la integridad de la infraestructura, la operatividad de la misma, así como los impactos en seguridad y en el medio ambiente.

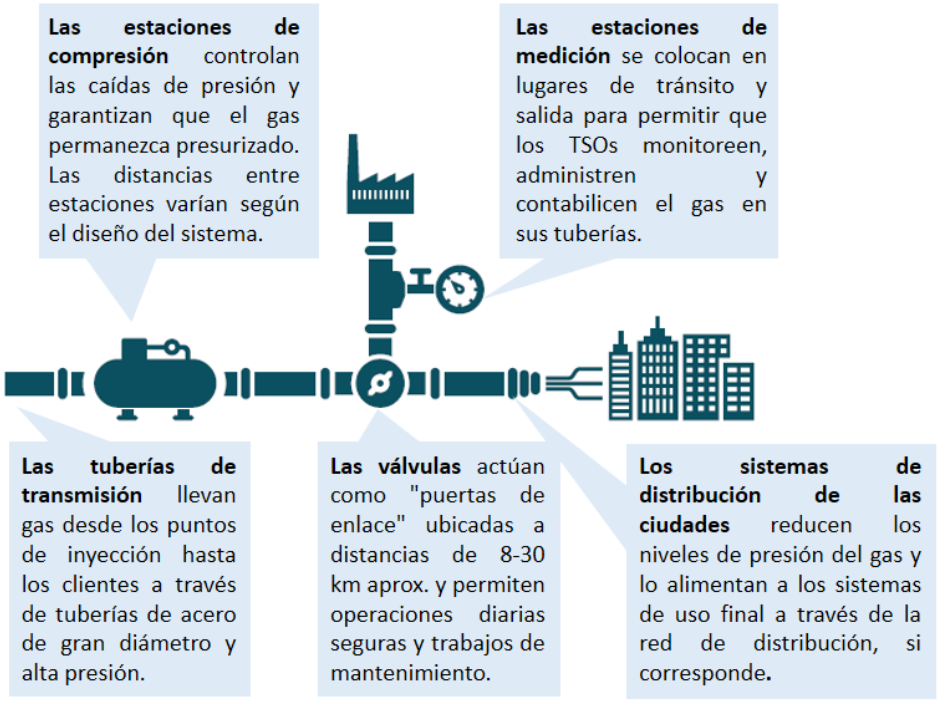
3.1. COMPONENTES CLAVES DE LA INFRAESTRUCTURA

En éste numeral se describe cómo funciona la infraestructura de gas natural en la actualidad, ya que los mismos pueden desempeñar un papel importante en el transporte de hidrógeno.

En la Figura 11. Se puede observar el funcionamiento de la infraestructura del gas natural, en primer lugar, se encuentran las tuberías, seguido de las estaciones de compresión, y finalmente, concluyendo con las estaciones de medición y sistemas de distribución en las ciudades.

[67] Melaina, M.W., Antonia, O., Penev, M., 2013. Blending hydrogen into natural gas pipeline networks: a review of key issues. NREL Technical Report NREL/TP-560051995. ⟨http://www.nrel.gov/docs/fy13osti/51995.pdf⟩ (acceso 14 Mayo 2020)

Figura 11. Esquema de los elementos físicos de la infraestructura de gas natural

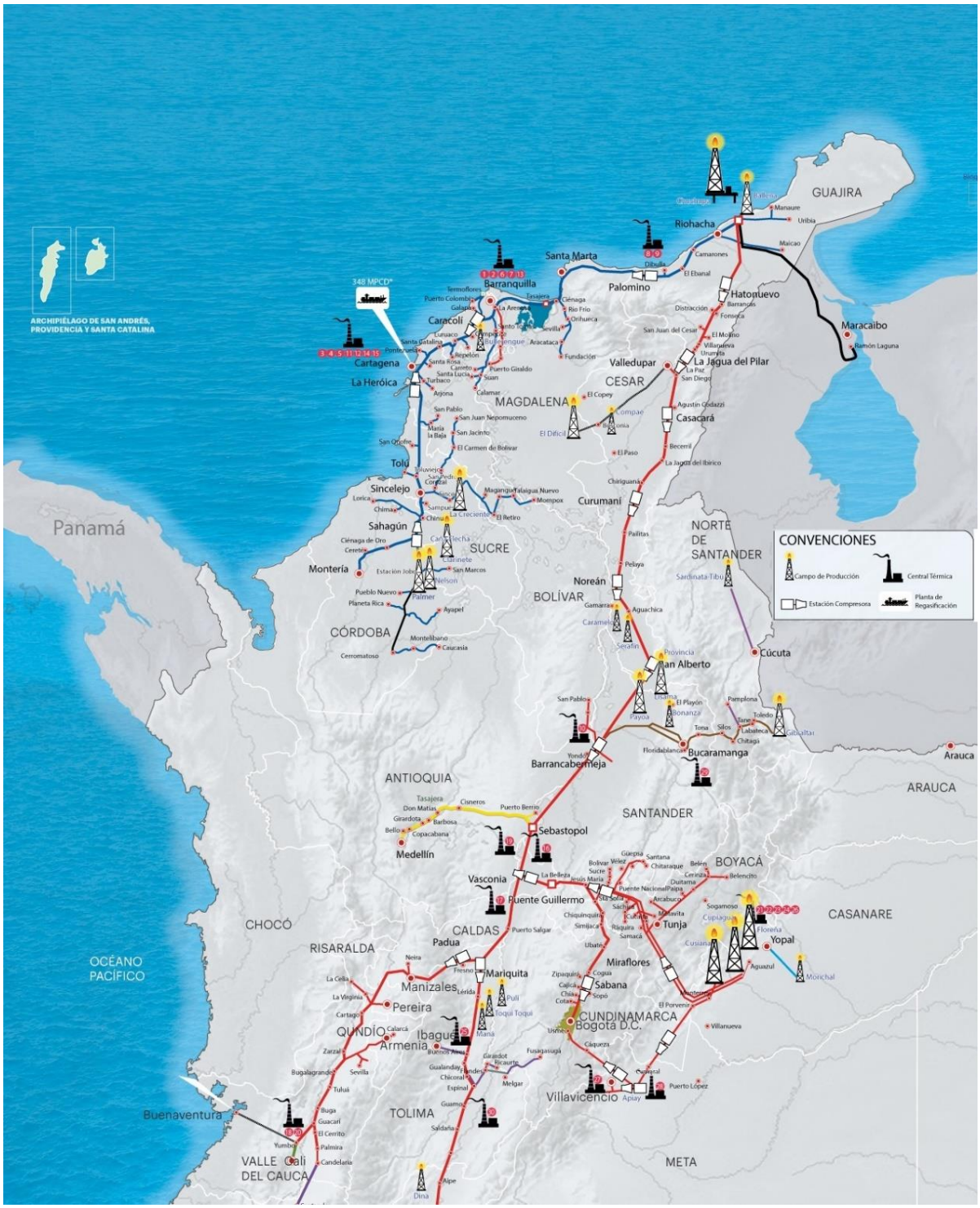


FUENTE: WANG, A.,Van der Leun, K., Daan, P., Buseman, M., (2020) European Hydrogen Backbone. How a dedicated hydrogen infraestructura can be created

3.1.1 Descripción de la infraestructura de transporte en Colombia. Existen en Colombia varios campos de producción de gas natural, siendo las cuencas de la Guajira y los Llanos orientales las que generan mayor producción. El gas natural fluye a alta presión a través de gasoductos o grandes tuberías de acero para poder llegar desde las locaciones de producción a los centros de distribución y a todos los usuarios. Entre más grande sea la red, mayor cantidad de territorio tiene acceso al gas.

Estas redes de gasoductos atraviesan montañas, valles y ríos como se puede observar en la infraestructura para el transporte de gas en Colombia en la figura 12.

Figura 12. Mapa general de la infraestructura de transporte en Colombia



FUENTE: TGI

3.1.1.1. Campos distribuidos por cuencas. Los campos, agrupados por cuenca que participaron en la declaración de producción (UPME, 2020), exceptuando Caguán-Putumayo se encuentran descritos en el cuadro 12.

Cuadro 12. Campos distribuidos por cuenca

CUENCA	CAMPOS
Catatumbo	Cerrito, Oripaya, Sardinata, Tibú
Cesar-Ranchería	Bolívar, Bonanza, Corrales, Gibraltar
Guajira Offshore	Ballena, Chuchupa
Llanos Orientales	Andina, Apiay, Ardilla, Avispa, Azor, Calona, Canaguay, Candelilla, Capachos, Carmentea, Caruto, Ceibo, Cobra, Corcel A, Corcel C, Corcel D, Corcel E, Cupiagua, Cupiagua Sur, Curito, Cusiana, Cusiana Norte, Espadarte, Floreña, Huron, Juape, Kananaskis, La Punta, Pauto, Pauto Sur, Ramiriquí, Santo Domingo, Santo Domingo Norte, Yaguazo, Yatay
Sinú San Jacinto	Bullerengue
Valle Inferior del Magdalena (VIM)	Arianna, Arjona, Bonga, Breva, Cañaflecha, Cañahuate, Cañandonga, Capure, Clarinete & Oboe, Cotorra, El Difícil, Katana, La Creciente, Mamey, Manamo, Nelson Cienaga de Oro, Nelson Porquero, Níspero, Palmer, Pandereta, Pedernalito, Toronja, Trombón.
Valle Medio del Magdalena	Aguas Blancas, Caramelo, Corazón, Corazón West, Guaduas, La Cira Infantas, La Estancia, La Salina, Lisama, Llanito, Maná, Nutria, Opón, Palagua, Payoa, Payoa West, Provincia, Pilu, Rio

	Opia, Tesoro, Toposí, Toqui Toqui, Yarigui Cantagallo
Valle Superior del Magdalena	Dina Cretaceo, Dina Norte, Dina Terciario, La Cañada Norte, Loma Larga, Tempranillo, Tempranillo Norte, Tenay

Fuente: MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. UPME (La Unidad de Planeación Minero Energética). Plan Energético Nacional 2020-2050. La transformación energética que habilita el desarrollo sostenible.

3.1.1.2. Empresas productoras de gas natural. A continuación, se relacionan las empresas productoras de gas natural en Colombia

Cuadro 13. Listado de empresas productoras de gas natural

NOMBRE	SIGLA
Canacol Energy Colombia S.A.	CANACOL ENERGY COLOMBIA S.A
Cepsa	CEPCOLSA
Chevron Petroleum Company	CHEVRON
Cne Oil & Gas Sas	
Dutmy S.A. Sucursal Colombia	DUTMY
Emerald Energy Plc	
Empresa Colombiana De Petroleos S.A.	ECOPETROL S.A.
Frontera Energy Colombia Corp., Sucursal Colombia	FRONTERA
Geoproduction Oil And Gas Company Of Colombia	GEOPRODUCTION
Gran Tierra Energy Colombia Ltd	GTEC
Hocol S.A	
Interoil Colombia Exploration And Production	ICEP
Lewis Energy Colombia Inc	LEWIS ENERGY
Nikoil Energy Corp Suc Colombia	
Pacific Stratus Energy Colombia Ltda	

Parex Resources Colombia Ltd Sucursal	PAREX RESOURCES COLOMBIA LTD
Parex Verano Limited Sucursal	PAREX VERANO
Pegasus Blending International S.A.S Empresa De Servicios Publicos E.S.P	PBI SAS E.S.P
Perenco Colombia Limited	
Petroleos Sud Americanos Sucursal Colombia	PS
Pluspetrol Colombia Corporation Sucursal Colombiana	PLUSPETROL
Shona Energy Colombia Limited	SHONA ENERGY
Well Logging S.A.S	WELL LOGGING S.A.S

Fuente: http://cregas.creg.gov.co/pls/directdcd/directorio_fmt.listar_sector_gas?sectact=GP

3.1.1.3 Principales áreas productoras de gas natural en Colombia. A continuación, se describe las 7 principales áreas productoras de gas natural más prolíficas de Colombia según (ANH 2020):

Cuadro 14. Principales áreas productoras de gas natural en Colombia

CAMPOS PRODUCTORES DE GAS	PRODUCCIÓN (Mpc/d)*	CONTRATO	OPERADOR	DEPARTAMENTO
PAUTO SUR	408	Piedemonte	Ecopetrol	Casanare
CIPUAGUA	301	Ecop-Sdla	Ecopetrol	Casanare
CUPIAGUA SUR	174	Ecop-Sdla	Ecopetrol	Casanare
CHUCHUPA	125	Guajira	Hocol	La Guajira
FLOREÑA	112	Piedemonte	Ecopetrol	Casanare
CUSIANA	95,7	Tauramena	Ecopetrol	Casanare
CUPIAGUA LIRIA	91,3	Recetor	Ecopetrol	Casanare
* Mpc/d: Millones de pies cúbicos al día.				

Fuente: (ANH, 2020)

3.1.1.4 Escenarios de producción de gas. Antes de definir los escenarios, se realizó un análisis de los volúmenes máximos potenciales que podrían añadirse

para cada una de las cuencas sedimentarios hasta el año 2044, a través de cada unos de los tipos de recursos según la clasificación PRMS[68]

- ✓ Escenario alto de oferta: es una visión optimista del desarrollo del potencial de cada una de las cuencas incluyendo los aportes de los campos de hidrocarburos no convencionales y del "*Offshore*". Se estima que se podría tener producción de yacimientos no convencionales a partir de finales del año 2021, y producción de gas proveniente de recursos costa afuera a partir del año 2024. Estos escenarios suponen que se superan las barreras ambientales y sociales, permitiendo una alta actividad exploratoria y el desarrollo del Fracking.
- ✓ Escenario medio de oferta: Es una visión realista del desarrollo del potencial de cada una de las cuencas sin incluir posibles recursos provenientes del "Offshore", está basado en el desarrollo de recursos contingentes y en hallazgos de reservas más conservadoras. Los factores críticos relacionados con aspectos sociales y ambientales no permitirían una campaña exploratoria tan agresiva como el escenario alto, además no se desarrollarían los recursos "*Offshore*".
- ✓ Escenario bajo de oferta: El escenario bajo de producción de gas es una visión pesimista del desarrollo del potencial en cada una de las cuencas, se basa principalmente en el desarrollo de las reservas probadas, probables y posibles y los hallazgos de reservas de los descubrimientos planteados ya realizados en los Llanos y el Valle Medio del Magdalena. Los factores críticos serían una barrera que ocasionaría una actividad exploratoria casi nula.

De acuerdo con los datos presentados en el informe del Comité de Expertos de "Fracking", los yacimientos no convencionales ubicados en las formaciones de La Luna y El Tablazo en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, tendrían un

[68] Sistema de Gestión de Recursos Petroleros (PRMS). Es un sistema desarrollado para una definición, clasificación y estimación consistentes y confiables de los recursos de hidrocarburos.

potencial entre 2,400 MBPE a 7,400 MBPE de los cuales un 15% sería gas, es decir que el potencial de gas proveniente de YNC estaría entre 2.2 TPC y 6.7 TPC[69].

3.1.1.5. Red de gasoductos. A continuación, se describen la red de gasoductos que se encuentran en Colombia.

Cuadro 15. Red de gasoductos

EMPRESA	LONGITUD (Km)
TGI	3994
PROMIGAS	2671
PROGASUR	392
PROMIORIENTE	333
TRANSMETANO	189
COINOGAS	49
TRANSOCCIDENTE	11
TOTAL	7639

Fuente: (VELOZA, J. Mercado del gas. [presentación], Bucaramanga, Colombia. (2020))

3.1.1.6. Estaciones de compresión de gas. Las estaciones de compresión de gas garantizan que el gas natural mantenga una presión suficiente en su recorrido por gasoductos de larga distancia. A continuación, se describen las estaciones de compresión de gas actuales y proyectadas en Colombia:

Cuadro 16. Estaciones de compresión

ESTACIONES DE COMPRESIÓN ACTUALES	

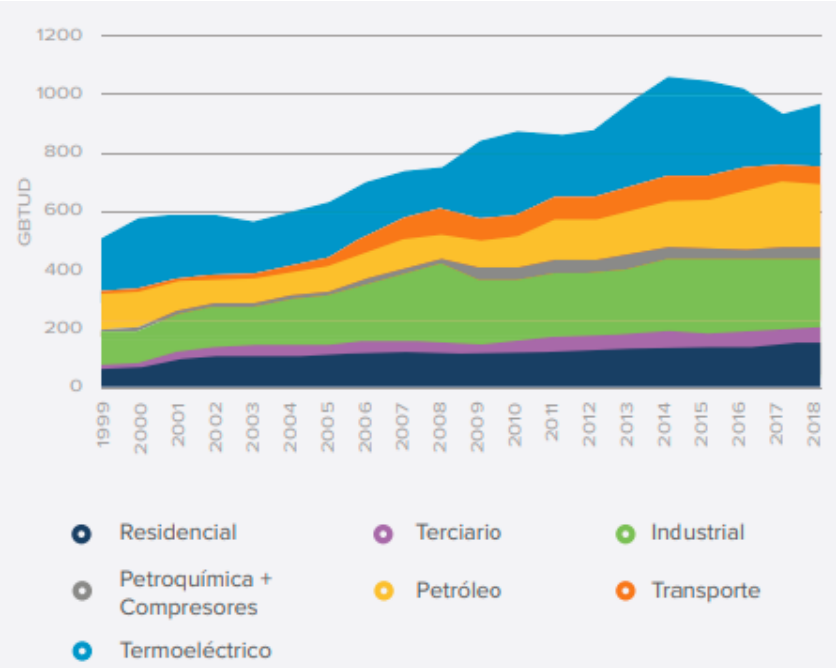
[69] UPME, 2020

ESTACIONES DE COMPRESIÓN	UNIDADES DE COMPRESIÓN	ESTACIONES DE COMPRESIÓN PROYECTADAS
ECG Hato Nuevo	5 Unidades de compresión: 13775 HP	ECG Palestina
ECG La Jagua del Pilar	4 Unidades de compresión: 14200 HP	ECG Puerto Caldas
ECG Casacará	7 Unidades de compresión: 11760 HP	ECG Zarzal
ECG Curumaní	4 Unidades de compresión: 14200 HP	ECG Cerrito 1
ECG Norean	5 Unidades de compresión: 15545 HP	
ECG San Alberto	4 Unidades de compresión: 14200 HP	
ECG Barrancabermeja	7 Unidades de compresión: 10560 HP	
ECG Vasconia	5 Unidades de compresión: 14470 HP	
ECG Puente Guillermo	8 Unidades de compresión: 20140 HP	
ECG Miraflores	6 Unidades de compresión: 22055 HP	
ECG Padua	5 Unidades de compresión: 8400 HP	
ECG Apiay	3 Unidades de compresión: 1237 HP	
ECG Mariquita	2 Unidades de compresión: 1600 HP	
ECG La Sabana	2 Unidades de compresión: 21456 HP	
ECG Paratebueno	3 Unidades de compresión: 5040 HP	
ECG Villavicencio	2 Unidades de compresión: 2760 HP	

Fuente: TGI

3.1.1.7 Usuarios finales. Colombia ha vivido una verdadera revolución de gas natural, aumentando sus usuarios industriales y de transporte de forma considerable. A continuación, en la Figura 13 se puede observar la evolución del consumo de gas natural del período 1996 – 2019.

Figura 13. Histórico de consumo por sectores



Fuente: UPME, 2020

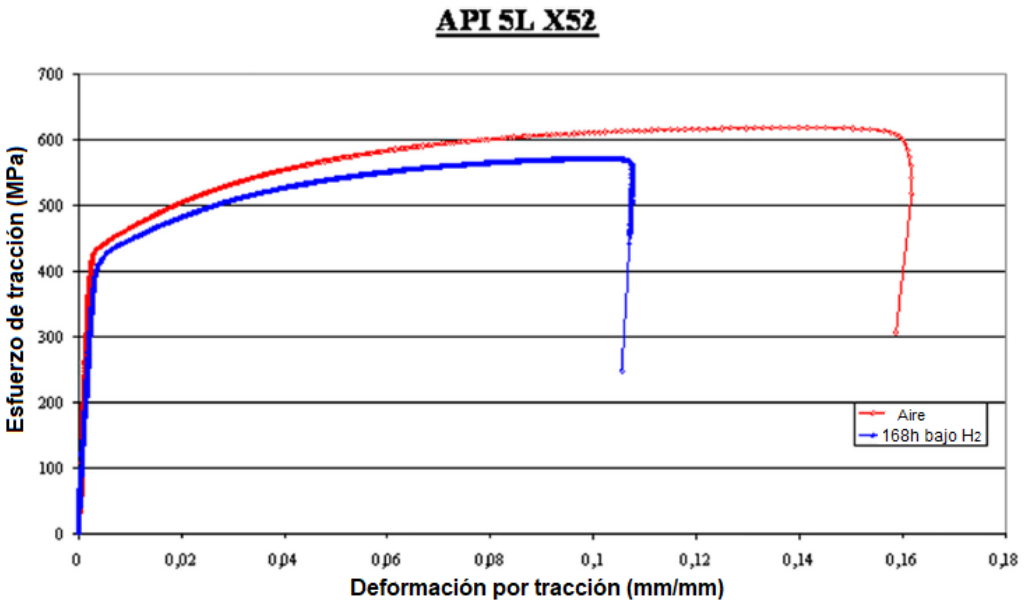
3.2 INTEGRIDAD Y DURABILIDAD DE LOS MATERIALES

En este numeral se tendrán en cuenta diferentes aspectos y consecuencias de la inyección de hidrógeno en diferentes porcentajes en la red existente de gas, analizando su integridad y durabilidad de los materiales en cuanto a su:

- Deformación por tracción de materiales expuestos a hidrógeno
- Propiedades mecánicas
- Degradación de las propiedades mecánicas
- Deformación

3.2.1 Deformación por tracción en material expuesto a hidrógeno. La durabilidad e integridad de la red de gasoductos de gas natural existente es una cuestión abierta porque el hidrógeno degrada en gran medida las propiedades mecánicas del acero, como se puede ver en la Figura 14. Este fenómeno se denomina fragilización por hidrógeno. En el estudio realizado por (PLUVINAGE, *at al.* 2019) las pruebas de tracción se realizan en tubos de acero API L X52 con muestras cargadas en aire y después de la introducción de hidrógeno mediante un proceso electrolítico bajo un potencial de V = −1 Volt. Se puede ver en la Figura 14 que el alargamiento a la falla se reduce en gran medida (38%) y el límite elástico (3.8%) y la resistencia a la rotura (7,4%) se ven menos afectados. Esta fragilización está asociada con una reducción de la resistencia a la fractura.

Figura 14. Ensayo de tracción en tubería de acero API L X52 con probetas cargadas en aire y después de la introducción de hidrógeno por proceso electrolítico bajo un potencial de V = −1 Volt.



FUENTE: PLUVINAGE, G., Capelle, J., & Meliani, M. H. (2019). Pipe networks transporting hydrogen pure or blended with natural gas, design and maintenance. Engineering Failure Analysis, 106, 104164.

En éste trabajo se concluye que: por razones de seguridad, el transporte de hidrógeno puro o gas natural y mezcla de hidrógeno en redes de tuberías de acero se debe tener en cuenta la fragilización por hidrógeno. Este fenómeno debido al debilitamiento de los enlaces atómicos metal-metal y la modificación de la plasticidad se caracteriza por efectos perjudiciales sobre las propiedades mecánicas. Estos efectos deben tenerse en cuenta en el diseño y mantenimiento de las tuberías.

La introducción de hidrógeno puro o la mezcla de gas natural e hidrógeno en tuberías de acero requiere diseño y mantenimiento utilizando las mismas herramientas que en el caso del transporte de gas natural. Sin embargo, necesita buenos datos de propiedades mecánicas bajo fragilización por hidrógeno con

condiciones experimentales precisas, particularmente la presión de absorción de hidrógeno que tiene que estar cerca de la presión de trabajo, porque la fragilización con hidrógeno aumenta con la presión de hidrógeno[70].

3.2.2 Influencia del hidrógeno en las propiedades mecánicas teniendo en cuenta diferentes concentraciones de hidrógeno y diferentes valores de presión. La fragilización por hidrógeno es responsable de un número sorprendente de fallas retardadas y problemas de agrietamiento, provoca una pérdida repentina o retardada de ductilidad y reduce la capacidad de carga, incluso cuando la carga de tensión está muy por debajo de los puntos de fluencia macroscópicos de los materiales frágiles. Los factores responsables de este tipo de falla incluyen materiales susceptibles, entornos propicios para el ataque y presencia de tensión. La mayoría de las infraestructuras de tuberías se han construido con carbono de acero de alta resistencia, que son extremadamente sensibles a las diversas formas de ataques ambientales, como el agrietamiento por corrosión bajo tensión o fragilidad por hidrógeno. El acero por tuberías API X70 se ha utilizado ampliamente para el transporte de gas natural a altas presiones. Aunque se acerca a condiciones aproximadamente óptimas, la tecnología convencional de oleoductos aún está en progreso; por ejemplo, se desarrollan nuevos materiales para tuberías y se investigan la susceptibilidad de las tuberías a factores ambientales. Para establecer un sistema de tuberías que sea operable durante la vida útil del diseño, se debe examinar cuidadosamente el comportamiento del material usado en diversas condiciones de la mezcla de gas natural.

En estudios anteriores se han realizado varias pruebas para caracterizar las propiedades mecánicas de los materiales estructurales y evaluar la compatibilidad del material con los entornos de hidrógeno, sin embargo, la mayoría de éstas

[70] PLUVINAGE, G., Capelle, J., & Meliani, M. H. (2019). Pipe networks transporting hydrogen pure or blended with natural gas, design and maintenance. Engineering Failure Analysis, 106, 104164.

pruebas requieren una cantidad relativamente alta de material extraído de los componentes estructurales.

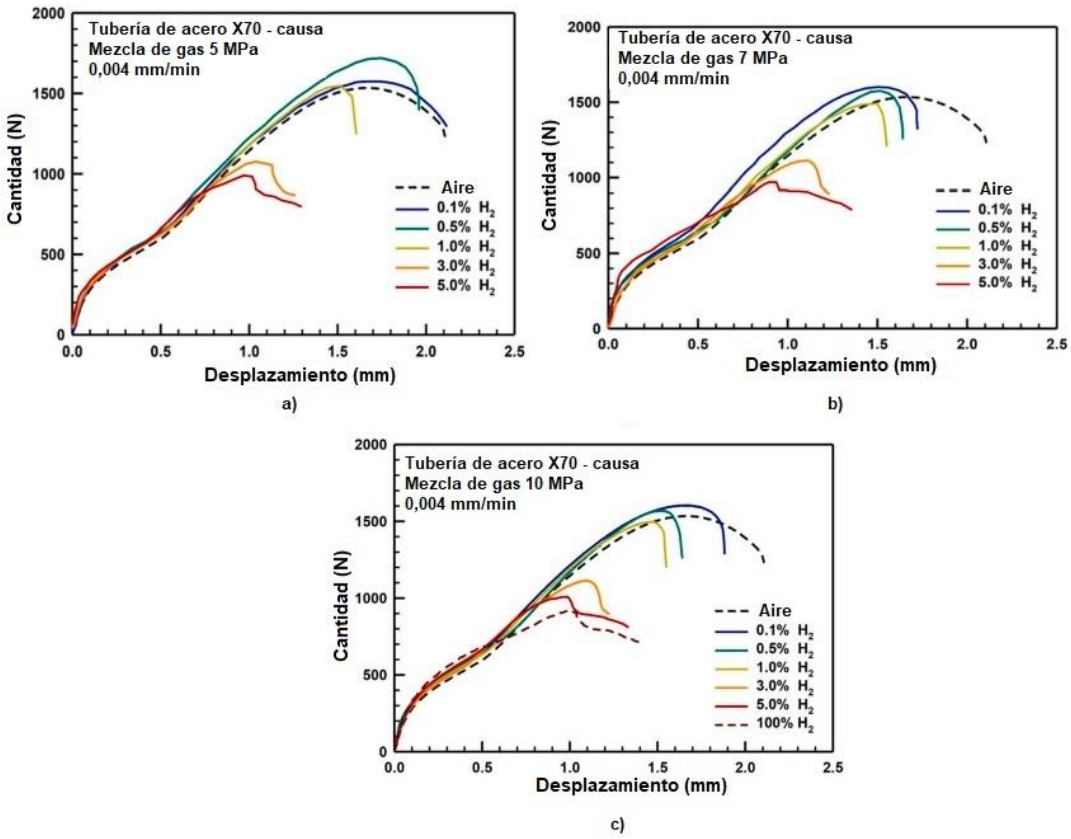
(NGUYEN, *at al*. 2020) en su trabajo proponen la aplicación de prueba de punzón pequeño SP (small punch) en donde se requiere solo de un pequeño volumen de material de prueba. Para usos prácticos, los resultados obtenidos de la prueba SP deben estar vinculados a los resultados obtenidos por el método de prueba convencional (tensión-deformación). El beneficio más notable de la prueba SP es que a menudo permite una caracterización mecánica del material en los casos en los que el material de muestra es insuficiente, por lo tanto, el método permite pruebas mecánicas en regiones localizadas de un componente o estructura, como la zona afectada por el calor de una soldadura, revestimiento o componente estructura delgado.

El estudio tuvo como objetivo investigar la influencia del hidrógeno en las propiedades mecánicas del acero para tuberías X70 con pruebas SP. Para evitar la expansión del hidrógeno durante la prueba, la muestra de SP se expuso directamente a una mezcla de gas metano / hidrógeno (CH_4 / H_2) altamente presurizado (se mezclaron varias concentraciones de hidrógeno con metano) 0.1, 0.5, 1.3 y 5% en volumen y tres valores de típicos de presión de tubería (5, 7 y 10 MPa).

La figura 15, presenta las curvas de cantidad-desplazamiento del punzón de la mezcla de gas CH_4/H_2 en diversas condiciones ambientales. Los resultados obtenidos en el aire ambiente y 10 MPa H_2 están representados por las curvas discontinuas para la comparación. En cuanto a las características macroscópicas, las curvas se parecen mucho entre sí en la región inicial de las curvas, que corresponden a la región de flexión elástica. Se pueden observar claras distinciones en las regiones de deformación posteriores de las curvas. A un nivel de presión constante, los resultados de la prueba cambian significativamente, como se muestra en la figura 15, esto podría deberse a que el efecto de la concentración de hidrógeno

de las propiedades mecánicas del acero de la tubería X70 es más pronunciado que el efecto de mezclar los gases CH_4/H_2.

Figura 15. Curva de desplazamiento carga-punzón de la prueba SP con respecto a las variaciones en la mezcla de gases a (a) 5 mPa, (b) 7 Mpa, (c) 10 Mpa



Fuente: NGUYEN, T. T., PARK, J. S., KIM, W. S., NAHM, S. H., & BEAK, U. B. (2020). Environment hydrogen embrittlement of pipeline steel X70 under various gas mixture conditions with in situ small punch tests. Materials Science and Engineering: A, 139114.

Con el estudio realizado se puede concluir:

1- La prueba SP es adecuada para la investigación de fracturas inducidas por hidrógeno, propiedades mecánicas y comportamiento de fractura para diversas

concentraciones de hidrógeno. La dependencia de la concentración de hidrógeno de los parámetros cuantitativos en las pruebas de SP se correlaciona bien con los cambios en los mecanismos de fractura.

2- La presencia de la mezcla de hidrógeno gaseoso tiene un efecto insignificante sobre la carga de fluencia de la región de flexión elástica, mientras que tanto la carga máxima como el desplazamiento al inicio de la falla disminuyen significativamente al aumentar las concentraciones de hidrógeno. En comparación con los resultados disponibles en la literatura, los grados de susceptibilidad de fragilidad por hidrógeno de los resultados de SP concuerdan bien con los resultados obtenidos con muestras de tracción con muescas; además, son más severos que los resultados obtenidos con probetas de tracción lisas convencionales.

3- El efecto de la concentración de hidrógeno sobre los grados de susceptibilidad de fragilidad por hidrógeno es más pronunciado que el efecto de la presión de la mezcla de gases, y el efecto de la exposición prolongada sobre la susceptibilidad de fragilidad por hidrógeno a 10 MPA H_2 es insignificante.

4- La transición dúctil-frágil y la presión de hidrógeno saturado para la fragilidad por hidrógeno se determinaron evaluando la energía de absorción de SP con la variación de la concentración de hidrógeno. Los estados de transición y saturación de la fragilidad por hidrógeno ocurren en hidrógeno a baja presión y están estrechamente correlacionados con las condiciones severas de concentración de tensión en la superficie del fondo, lo que favorece la concentración crítica de hidrógeno[71].

Cuando el hidrógeno interactúa con los materiales de la tubería, sus propiedades pueden cambiar. Se deben considerar los siguientes efectos:

- El hidrógeno puede ser absorbido o adsorbido por el material de la tubería en un ambiente con altas concentraciones de hidrógeno y causa fragilidad. Las

[71] NGUYEN, T. T., PARK, J. S., KIM, W. S., NAHM, S. H., & BEAK, U. B. (2020). Environment hydrogen embrittlement of pipeline steel X70 under various gas mixture conditions with in situ small punch tests. Materials Science and Engineering: A, 139114.

posibles razones son una distribución desigual del hidrógeno en el material, la disminución de las fuerzas de unión del material o la precipitación de moléculas de hidrógeno. Este efecto tiene lugar a temperatura ambiente y, por lo tanto, es relevante para las tuberías. Las reacciones químicas entre el hidrógeno y el material causan burbujas de gas o formación de hidratos, lo que conduce a la falla del material.

En general, la "carga catódica" da un resultado cualitativo sobre los efectos de la fragilidad por hidrógeno. La presión máxima de operación (MOP) se define como una función lineal del límite elástico. Por lo tanto, la adición de hidrógeno podría resultar en una MOP más baja y, por lo tanto, reducir la capacidad de una tubería. El hidrógeno también acelera el crecimiento de grietas por fatiga. Por lo tanto, se puede concluir que el hidrógeno perjudicará las propiedades del acero de la tubería y por otro lado se desconoce la gravedad del deterioro[72].

3.2.3 Degradación de las propiedades mecánicas teniendo en cuenta diferentes concentraciones de hidrógeno en mezcla con gas natural. Un tema crucial al que se enfrenta el uso de mezclas de gas natural / hidrógeno es la fragilidad por hidrógeno, porque la mayoría de los gasoductos de alta presión están compuestos de aceros ferríticos, que se saben que son bastantes susceptibles a la fragilidad por hidrógeno.

Trabajos de investigación anteriores[73] indican que el efecto de fragilidad por hidrógeno depende del tipo de acero y de las cantidades de hidrógeno añadido; éstos estudios analizan principalmente los efectos del hidrógeno en las tuberías solo a partir del material en sí. Sin embargo, solo unos pocos estudios[74] se han centrado

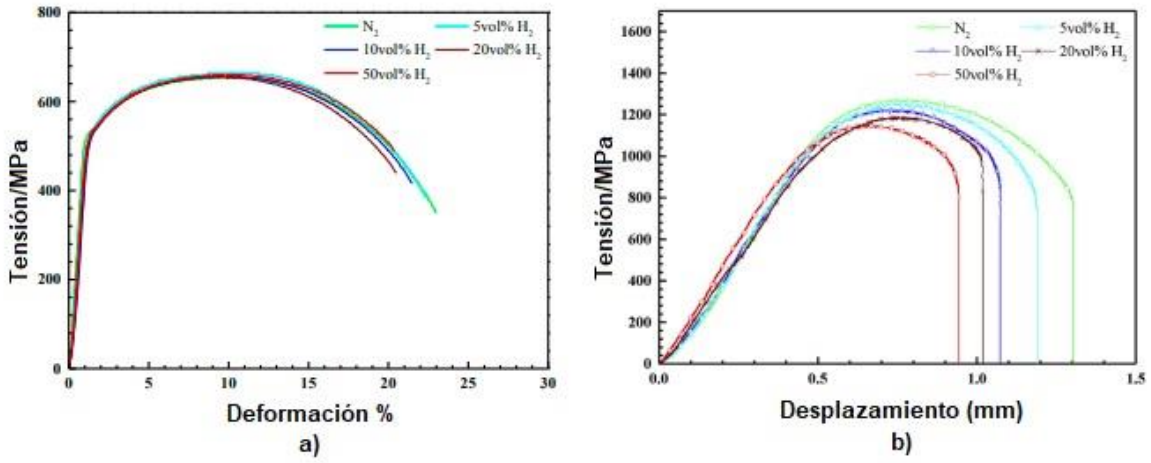
[72] Von der Grün, G. T. M., Hotopp, S., & Müller-Kirchenbauer, J. (2013). Transport and usage of hydrogen via natural gas pipeline systems. In Clean Energy Systems in the Subsurface: Production, Storage and Conversion (pp. 421-436). Springer, Berlin, Heidelberg.
[73] CHOO WY, LEE JY. Thermal analysis of trapped hydrogen in pure iron. Metall Trans 1982;13:135e40.
[74] (Ibid., p.7409)

en el cálculo de la mecánica de la fractura que se basa en los datos experimentales en un entorno que contiene hidrógeno.

(MENG, *at al*. 2017) en su trabajo, investigaron el efecto del hidrógeno añadido en las propiedades mecánicas del acero para tubería X80 en mezclas de gas natural /hidrógeno con 0, 5.0, 10.0, 20.0 y 50.0 %vol de hidrógeno a la presión de 12 MPa correspondientes a una presión parcial de hidrógeno de 0, 0.6, 1.2, 2.4 y 6.0 MPa, respectivamente. La degradación de las propiedades mecánicas se analiza a partir de los aspectos de los tipos de muestra, la microestructura del material y las cantidades de hidrógeno añadido. Para estimar el efecto del hidrógeno agregado, se ha aplicado un enfoque basado en la mecánica de la fractura para calcular la vida de fatiga de una tubería de ejemplo.

La influencia del hidrógeno añadido sobre el comportamiento de tensión de las muestras lisas se muestra en la figura 16 a).

Figura 16. Influencia del hidrógeno añadido en las propiedades de tensión en muestras lisas (a) y con muescas (b)



Fuente: MENG, B., Gu, C., Zhang, L., Zhou, C., Li, X., Zhao, Y., ... & Han, Y. (2017). Hydrogen effects on X80 pipeline steel in high-pressure natural gas/hydrogen mixtures. International Journal of Hydrogen Energy, 42(11), 7404-7412.

Los resultados indican que el hidrógeno añadido no tiene efecto sobre la resistencia a la tensión y el límite elástico. Por el contrario, las disminuciones del alargamiento y la reducción del área se observan al aumentar el hidrógeno. Figura 16 a).

En comparación con el resultado obtenido en nitrógeno gaseoso, la resistencia a la tensión de la muesca y la reducción del área disminuyen cuando se agrega más hidrógeno. Además, la fractura se produce antes, lo que se puede observar en la figura 16 b).

La mezcla real de gas natural /hidrógeno contiene otras impurezas además de metano y el hidrógeno, como oxígeno, dióxido de azufre, monóxido de carbono. Estas impurezas suelen afectar las propiedades mecánicas de las aleaciones de C-Mn en un entorno de hidrógeno; sin embargo, para minimizar el efecto de las impurezas y simplificar los experimentos, se utilizó un entorno simulado de mezcla de gas natural / hidrógeno, es decir, se utilizó gas nitrógeno para reemplazar el gas natural, que se conoce tan estable como metano a temperatura ambiente.

Las cantidades de hidrógeno agregadas juegan un papel importante, es decir, la mezcla de porcentajes más altos de hidrógeno en el gas natural provoca una presión parcial de hidrógeno más alta y, finalmente, aumenta la concentración de hidrógeno disuelto en el acero de la tubería X80, lo que promueve la fragilidad por hidrógeno. Este hecho experimental puede explicarse utilizando la ley de Sievert, que predice la solubilidad del hidrógeno proporcional a la raíz cuadrada de la presión del hidrógeno. Para garantizar la seguridad del gasoducto de gas natural existente para el transporte de mezclas de gas natural / hidrógeno, es esencial tener en cuenta las propiedades con muescas de los aceros para gasoductos en un entorno que contiene hidrógeno debido a la evaluación de seguridad del gasoducto. A partir de los resultados de las pruebas de las muestras de muescas en mezclas, se puede concluir que el grado de fragilidad por hidrógeno está relacionado con la calidad del proceso de laminación y las cantidades de hidrógeno añadido. Para mitigar o evitar la fragilidad por hidrógeno del acero de tubería X80, es de gran importancia mejorar el proceso de laminación y elegir una fracción de volumen adecuada de hidrógeno.

La fragilidad por hidrógeno de metales puede ocurrir cuando el acero de la tubería se somete a una invasión simultánea de hidrógeno con carga mecánica mientras se expone directamente a entornos que contienen hidrógeno; por lo tanto, éste estudio se centró en el efecto del hidrógeno añadido producido a partir de energía renovable en el acero de las tuberías para lograr un transporte a gran escala mediante las tuberías de gas natural existentes. Las propiedades mecánicas del acero para tuberías X80 se probaron en las condiciones descritas anteriormente teniendo las siguientes conclusiones:

1- Las cantidades de hidrógeno añadido jugaron un papel importante en la fragilidad por hidrógeno del acero X80. Los índices de susceptibilidad de la fragilidad por hidrógeno RRA y RNS (reducción de área y reducción de la resistencia a la tracción de la muesca) correspondientes a los ensayos de tracción aumentaron progresivamente y el crecimiento de grietas por fatiga se aceleró significativamente con el aumento de hidrógeno.
2- Las fractografías de las muestras de tensión implicaron la característica de fractura frágil de la cuasi-escisión en mezclas de hidrógeno en comparación con la característica dúctil de los hoyuelos en gas nitrógeno.
3- La microestructura texturizada causada por el laminado en caliente influyó en la fragilidad por hidrógeno y las muestras de muescas parecían ser más sensibles a la textura que las muestras lisas.
4- La vida de fatiga de la tubería de acero X80 se degradó drásticamente por el hidrógeno agregado, que fue de 24431 ciclos en gas nitrógeno frente a 2130 ciclos en una mezcla de hidrógeno al 5% en volumen[75].

3.2.4 Deformación a través del tiempo de carga del hidrógeno. La fragilización por hidrógeno es uno de los principales modos de falla que tiene lugar en las

[75] MENG, B., Gu, C., Zhang, L., Zhou, C., Li, X., Zhao, Y., ... & Han, Y. (2017). Hydrogen effects on X80 pipeline steel in high-pressure natural gas/hydrogen mixtures. International Journal of Hydrogen Energy, 42(11), 7404-7412.

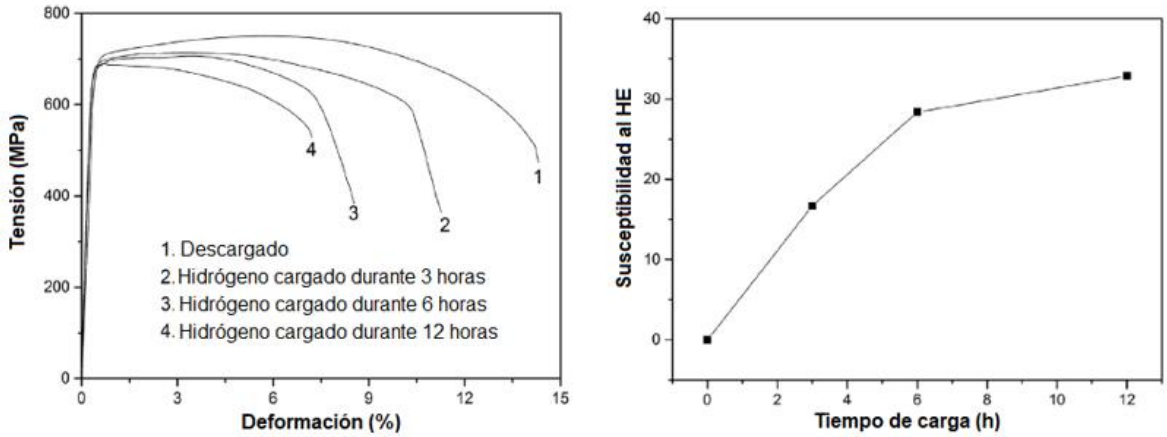
tuberías de alta resistencia. Esto resulta de los átomos de H_2 difundidos dentro del acero de la tubería. Hay una gran concentración de tensión triaxial en el defecto, que capturaría los átomos de H_2 penetrados y se convertiría en trampas de H_2. Estos defectos incluyen dislocaciones, vacantes, límites de grano, listones martensíticos y carburos en la microestructura.

Hace muchos años se confirmó que un aumento en los niveles de resistencia tiende a disminuir la resistencia del acero al HE. Los avances recientes en la resistencia del acero de las tuberías (grados API X60, X70, X80 y X100) han planteado la pregunta de si esto introduciría más problemas de HE. Por lo tanto, el desempeño satisfactorio del acero para tuberías X100 que tiene una susceptibilidad mínima a la HE es uno de los aspectos más importantes que requieren mayor atención.

(HAN, *at al.* 2019) En su trabajo investigaron las influencias del hidrógeno en las propiedades mecánicas, así como la tensión previa a la susceptibilidad a la HE del acero para tuberías X100, combinando la carga de hidrógeno electroquímico y los experimentos de tracción. Tanto el rendimiento como la resistencia a la tracción disminuyen con el aumento del tiempo de carga de hidrógeno sin importar los valores de pre-deformación. Cuando el tiempo de carga es de 12 h, el límite elástico y la resistencia a la tracción se redujeron en un 3% y un 9%, respectivamente. Cuanto mayor sea el tiempo de carga, mayor será el daño HE del acero. Además, cuando el tiempo de carga de hidrógeno es el mismo, la sensibilidad de HE aumenta con los valores de pre-deformación. Cuando el tiempo de carga es de 6 h, el coeficiente de sensibilidad de HE es del 40,24% sin pre-deformación, y aumenta al 49,26% con el valor de la pre deformación aumenta al 2%. El coeficiente de difusión efectivo del hidrógeno se reduce gradualmente con los valores de pre-deformación crecientes. El coeficiente es $5.45x10^{-7}$ cm^2 / s sin pre-deformación y se reduce a $1.21x10^{-7}cm^2$ / s con el valor de pre-deformación aumenta al 3%. Cuando el tiempo de carga de hidrógeno es el mismo, la sensibilidad de HE aumenta con los valores de pre-deformación.

La Figura 17 muestra las curvas de tensión-deformación de las muestras sin ningún esfuerzo previo bajo varios tiempos de carga de hidrógeno. Una comparación de las curvas (con muestras cargadas con hidrógeno y sin hidrógeno) muestra que un aumento en la duración de la carga de hidrógeno no tiene un efecto significativo en el rango de deformación elástica del acero. Sin embargo, esto dio como resultado una reducción del límite elástico, la resistencia máxima a la tracción y la deformación total.

Figura 17. Curvas de tensión-deformación del acero X100 bajo distintos tiempos de carga (a). Susceptibilidad a la fragilización por hidrógeno en función del tiempo de carga (b)



a) Curvas de tensión-deformación del acero X100 bajo distintos tiempos de carga

b) Susceptibilidad a la fragilización por hidrógeno en función del tiempo de carga

Fuente: HAN, Y. D., Wang, R. Z., Wang, H., & Xu, L. Y. (2019). Hydrogen embrittlement sensitivity of X100 pipeline steel under different pre-strain. International Journal of Hydrogen Energy, 44(39), 22380-22393.

De acuerdo con ASTM G129, la pérdida relativa de plasticidad, I_δ, que se define como la susceptibilidad a la HE, se puede utilizar para determinar la susceptibilidad a la HE del acero para diferentes muestras. I_δ se puede expresar como:

$$I_\delta = \frac{\delta_{0-}\delta_H}{\delta_0} x100\% \quad [2]$$

Donde δ_0 y δ_H son elongación antes y después de la carga de hidrógeno, respectivamente. La figura 17 muestra la relación de I_δ con el tiempo de carga. Se observa que I_δ aumenta con el tiempo de carga, lo que indica una mayor susceptibilidad a la HE. Esto se debe a que la concentración de hidrógeno en la muestra aumenta con el aumento del tiempo de carga de hidrógeno, aunque la relación entre los dos no es lineal como se muestra en el cuadro 17. Además, la susceptibilidad a la HE casi no muestra un aumento para los casos en los que se carga hidrógeno por más de 6 h. Esto se atribuye a la disminución de la eficiencia de carga de hidrógeno con el aumento del tiempo, y la concentración de hidrógeno aumenta lentamente cuando el tiempo de carga de hidrógeno es superior a 6 h[76].

Cuadro 17. Concentración de hidrógeno con diferente pre esfuerzo y tiempo de carga

Tiempo de carga del hidrógeno (h)	**Pre tensión%**	**Corriente mA / cm^2**	**Concentración de Hidrógeno 10^{-6}/cm^3**
1	0	25	5,78
3	0	25	12,69
6	0	25	16,78
12	0	25	18,77
12	1	25	20,58
12	2	25	21,08
12	3	25	22,43

[76] HAN, Y. D., Wang, R. Z., Wang, H., & Xu, L. Y. (2019). Hydrogen embrittlement sensitivity of X100 pipeline steel under different pre-strain. International Journal of Hydrogen Energy, 44(39), 22380-22393.

FUENTE: HAN, Y. D., Wang, R. Z., Wang, H., & Xu, L. Y. (2019). Hydrogen embrittlement sensitivity of X100 pipeline steel under different pre-strain. International Journal of Hydrogen Energy, 44(39), 22380-22393.

3.3 OPERATIVIDAD

En éste numeral se describen de manera general los resultados de estudios en donde se evaluaron los efectos causados por la mezcla de hidrógeno y gas natural en equipos de uso final, tales como: quemadores residenciales, motores de combustión interna, turbinas a gas y calderas

3.3.1 Quemadores residenciales. Debido a las características significativas diferentes del hidrógeno y el gas natural, como la velocidad de la llama, la temperatura de la llama y los límites de estabilidad, el rendimiento de combustión de la mezcla de hidrógeno / gas natural difiere del gas natural puro. Desde la perspectiva de los usuarios finales residenciales, una pregunta clave es: ¿cuánto hidrógeno se puede inyectar en el gas natural de la tubería sin influir en el rendimiento de los quemadores residenciales?

(ZHAO, *at al*. 2019) en su trabajo, seleccionaron un quemador de estufa representativo para estudiar la influencia de la adición de hidrógeno en la combustión y el rendimiento de cocción (ver figura 18). En el estudio mencionado, para diferentes niveles de adición de hidrógeno, se evaluaron aspectos como: límites de retroceso, tiempo de ignición, características de la llama, rendimiento de cocción, ruido de combustión, temperatura del quemador, emisiones (NO, NO_2, N_2O, CO) e hidrocarburos no quemados (UHC, NH_3). Según los resultados experimentales, el rendimiento de combustión del quemador de estufa no se ve afectado significativamente con hasta aproximadamente un 15% de adición de

hidrógeno en volumen, lo que muestra la viabilidad de utilizar hidrógeno en los aparatos de cocina existentes sin ninguna modificación.

En éste estudio, las mezclas de gas natural e hidrógeno se crean utilizando un dispositivo mezclador de gas basado en oficios de flujo crítico y se regulan hasta 2000 Pa (8 pulgadas de agua) en el punto de conexión a la estufa. El nivel de 2000 Pa es consistente con los requisitos de instalación para el quemador de la estufa que funciona con gas natural. Desde el punto de vista del procedimiento, esto también imita la situación que se produciría si un aparato de gas natural fuera sometido a cambios en la composición del combustible entrante que pudiera anteceder al gasoducto. El porcentaje de hidrógeno en la mezcla de combustible se incrementa gradualmente desde 0% hasta el máximo que se puede alcanzar sin encontrar un problema de operatividad significativo (por ejemplo, retroceso o sobrecalentamiento).

Figura 18. Configuración del quemador de estufa

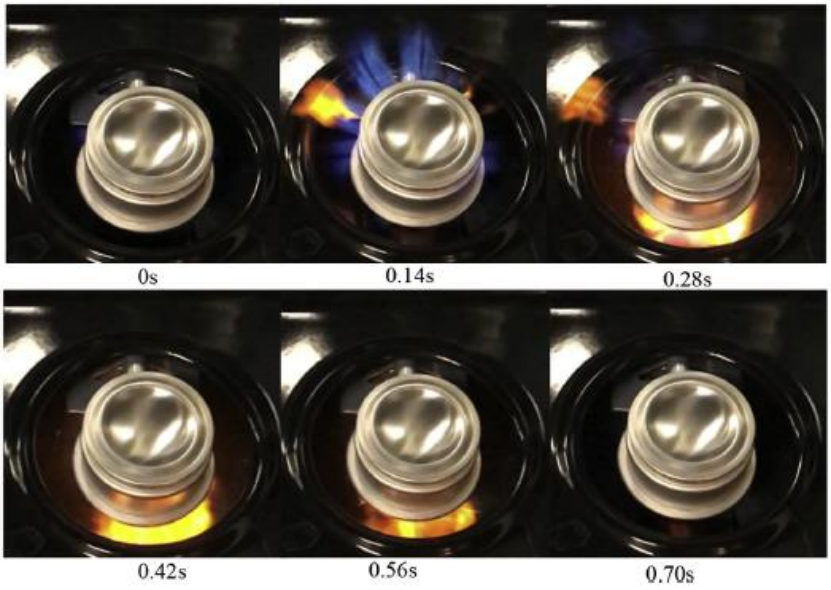
FUENTE: ZHAO, Y., MCDONELL, V., & SAMUELSEN, S. (2019). Influence of hydrogen addition to pipeline natural gas on the combustion performance of a cooktop burner. International Journal of Hydrogen Energy, 44(23), 12239-12253.

A continuación, se describen los resultados obtenidos para cada uno de los parámetros de desempeño de la combustión considerados.

✓ **Rendimiento de encendido:** El American National Standard Institute-Z21.1 regula que los quemadores de estufas deben encenderse dentro de los 4 s desde que encienden la chispa hasta que se establece una llama estable. En este estudio, se prueban los 4 quemadores de estufa (cada uno con la misma especificación de velocidad de calentamiento). Cada prueba de quemador se repite 5 veces en condiciones de encendido tanto en frío como en caliente. Condición fría significa que la prueba de encendido se realiza cuando el quemador de la superficie de cocción se enciende a temperatura ambiente. Las condiciones de calor representan una prueba de reencendido: el quemador se hace funcionar durante 5 minutos, luego se apaga y luego se enciende nuevamente. El tiempo de reencendido se registra como el tiempo de encendido en caliente.

Del 5% al 15% de adición de H_2, no se observa ningún efecto significativo sobre la ignición. Sin embargo, con una adición de hidrógeno del 20% o más, comienza a producirse un retroceso intermitente. La figura 19 muestra el proceso de retroceso durante el encendido. Después de girar la perilla de control a la posición "*lite*", la llama se propaga desde el encendedor a los puertos del quemador. Sin embargo, antes de que la llama se establezca por completo en los puertos del quemador, se produce un retroceso. La llama se propaga a través de los puertos del quemador y los puertos de encendido hacia el cabezal del quemador. La mezcla de combustible / aire en el cabezal del quemador está dentro del límite de inflamabilidad, por lo tanto, la mezcla se enciende inmediatamente y la llama se propaga fuera del quemador a través del puerto de aireación inferior con un ruido fuerte. Al final, la llama se apaga.

Figura 19. Procedimiento de retroceso de un quemador de estufa

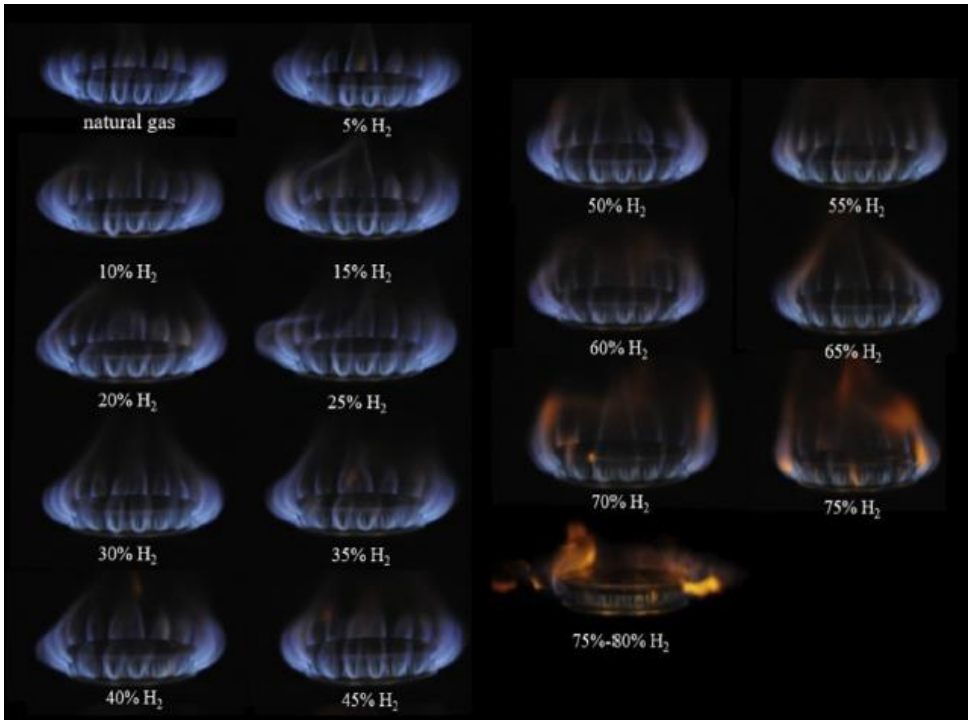


FUENTE: ZHAO, Y., MCDONELL, V., & SAMUELSEN, S. (2019). Influence of hydrogen addition to pipeline natural gas on the combustion performance of a cooktop burner. International Journal of Hydrogen Energy, 44(23), 12239-12253.

Con base en estos resultados, se concluye que más de aproximadamente el 15% de hidrógeno agregado al gas natural conducirá a problemas de operatividad en este tipo de quemador de estufa.

✓ **CARACTERÍSTICAS DE LA LLAMA Y RETROCESO:** En la figura 20 se muestra la apariencia de la llama con diferentes concentraciones de hidrógeno, en esta prueba, el límite de hidrógeno indicado por el proceso de ignición se reemplaza con el fin de evaluar la estructura de la llama a niveles de hidrógeno muy por encima de los que conducen al retroceso; esto se logra encendiendo el quemador con gas natural puro y luego ajustando el contenido de hidrógeno. Como se ve en la figura 20, la llama del quemador de la estufa muestra un color azul claro.

Figura 20. Características de las llamas del quemador de la estufa con adición de H_2



FUENTE: ZHAO, Y., MCDONELL, V., & SAMUELSEN, S. (2019). Influence of hydrogen addition to pipeline natural gas on the combustion performance of a cooktop burner. International Journal of Hydrogen Energy, 44(23), 12239-12253.

Los porcentajes bajos de adición de hidrógeno no tienen mucha influencia en la apariencia de la llama.

A medida que aumenta el porcentaje de hidrógeno, la llama muestra una inestabilidad cada vez mayor. Cuando el porcentaje de hidrógeno aumenta por encima del 75%, la llama vuelve a entrar en el cabezal del quemador antes de alcanzar el objetivo de hidrógeno del 80%. Por lo tanto, la velocidad del puerto del quemador y las características de extinción ya no pueden evitar que la llama entre en el cabezal del quemador. Cabe señalar que este experimento se realizó en

condiciones inactivas, lo que significa que no se colocan ollas o sartenes sobre la llama en la parte superior del quemador.

En condiciones reales de calentamiento de la olla, se observa una interacción obvia entre la punta de la llama y la superficie inferior de la olla, lo que agrega incertidumbre e inestabilidad a la llama; cuando se calienta la olla, se produce un retroceso con una adición de hidrógeno del 55% y el quemador se apaga en medio minuto. Por lo tanto, el comportamiento observado en condiciones inactivas es significativamente diferente del que se observa cuando se calienta una olla. Esta observación lleva a considerar cómo se realizan las pruebas en caso de que se necesite un método estándar.

✓ **EFICIENCIA DE COCCIÓN:** Debido al límite de retroceso de llama del 55% de hidrógeno durante el calentamiento de la olla, el límite para la adición de hidrógeno es del 50% para estas pruebas. Se consideran dos factores principales de cocción: el tiempo de cocción y la eficiencia de cocción. El tiempo de cocción es el período de tiempo en el que la temperatura del agua aumenta desde la temperatura ambiente hasta el punto de ebullición. En éste estudio tanto el tiempo de cocción como la eficiencia de cocción aumentan ligeramente con la adición de hidrógeno. De 0% a 50% de adición de hidrógeno, el tiempo de cocción aumenta en un 9% y la eficiencia aumenta en un 4%.

✓ **RUIDO DE COMBUSTIÓN Y TEMPERATURA DEL QUEMADOR:** El ruido de combustión es determinado mediante un equipo de medición de nivel de sonido (Extech-407762) en la condición de operación del quemador. El nivel de presión sonora de fondo del laboratorio es de 56 dB. Cuando el quemador funciona con gas natural puro, el nivel de sonido aumenta ligeramente a 56,8 dB. La intensidad del ruido de combustión no cambia significativamente para los casos con una adición de hidrógeno de hasta un 40%. Sin embargo, a niveles de adición de hidrógeno por

encima del 40%, es evidente un ruido de "zumbido" de la llama que está asociado con la dinámica de la llama en porcentajes de hidrógeno más altos. También se determinó que la adición de hidrógeno aumenta constantemente la temperatura del quemador. En condiciones de funcionamiento de gas natural puro, la temperatura del quemador es de alrededor de 223 C y aumenta a 248 C con una adición de hidrógeno del 75%. Los ciclos de vida de los quemadores pueden verse reducidos por el aumento de temperatura. Sin embargo, el quemador es muy robusto y pueden ser necesarios cientos de horas de funcionamiento continuo para encontrar la influencia de este aumento de temperatura. Si el procedimiento de cocción real fuera el nivel de operación de 1 h, la influencia de este aumento de temperatura podría ser insignificante.

Las principales conclusiones de este trabajo son:

Debido a la naturaleza inestable de la ignición, el retroceso limita la cantidad de hidrógeno que se puede agregar. Esto se ve agravado porque el diseño para gas natural no puede adaptarse al amplio rango de inflamabilidad cuando se agrega hidrógeno. Por lo tanto, al diseñar un quemador para combustible rico en hidrógeno, se debe considerar un mayor margen de seguridad para el proceso de encendido.

Aunque el poder calorífico volumétrico del hidrógeno es mucho menor que el del gas natural, tienen un índice de Wobbe similar, lo que permite reemplazar parte del gas natural de la tubería sin ejercer una gran influencia en la carga de calentamiento de los dispositivos de combustión.

En general, los resultados de este estudio indican que los quemadores de estufas de gas natural de aspiración natural pueden funcionar de manera segura y eficiente con hasta un 20% de hidrógeno agregado al combustible. Cabe destacar que la

adición de hidrógeno da como resultado una reducción de las emisiones contaminantes.[77]

Los mismos autores del trabajo descrito anteriormente realizaron otro estudio para investigar la influencia del contenido de hidrógeno en el rendimiento operativo de un horno residencial. Las características de desempeño de combustión evaluadas incluyen desempeño de encendido, límites de explosión / retroceso, temperatura del quemador y emisiones (NO, NO_2, N_2O, CO, UHC, NH_3).

Se seleccionó para el estudio experimental un horno de sala representativo con una carga de calentamiento que oscilaba entre 15,4 kW (52,500 Btu / h) y 22,0 kW (75,000 Btu / h).

Las propiedades del gas natural utilizado en este estudio son las siguiente a 20°C y presión atmosférica:

CH_4 (%)	Densidad (Kg/m^3)	Poder calorífico superior (MJ/m^3)	Poder calorífico inferior (MJ/m^3)	Índice de Wobbe (MJ/m^3)
95.8	0,705	37,7	34,0	49,3

Como se muestra, el porcentaje de metano en el gas natural es de alrededor del 95,8%, por encima del 93% del promedio nacional de EE. UU. Por tanto, las propiedades térmicas de este gas son muy cercanas al metano puro.

Uno de los parámetros que se tuvo en cuenta en ésta investigación es el tiempo de encendido ya que es uno de los parámetros esenciales considerados en el diseño y operación de quemadores residenciales. La falla de encendido puede provocar una fuga de gas natural en las casas residenciales, por lo que puede causar un peligro para la seguridad. El tiempo de ignición se define como el tiempo desde el

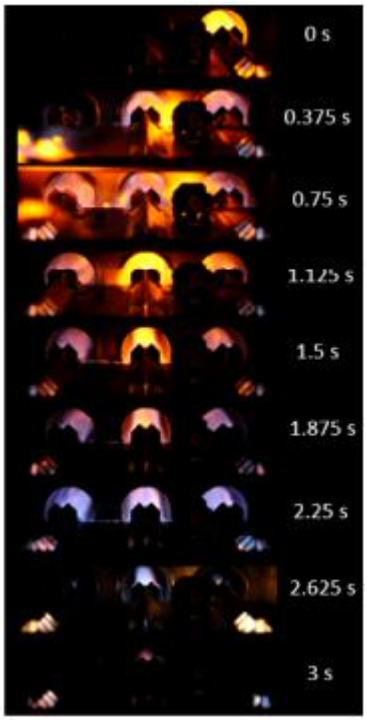
[77] ZHAO, Y., MCDONELL, V., & SAMUELSEN, S. (2019). Influence of hydrogen addition to pipeline natural gas on the combustion performance of a cooktop burner. International Journal of Hydrogen Energy, 44(23), 12239-12253.

cual el combustible fluye fuera de los puertos de llama hasta el momento en que la llama del quemador del horno de habitación está completamente establecida. ANSI Z21.86 regula que el encendido del horno de habitación debe completarse en 0.8 segundos. En el proceso de encendido del horno domiciliario, el encendedor eléctrico se enciende primero y luego el gas natural fluirá a través del orificio y llegará al encendedor. El quemador del extremo derecho adyacente al encendedor se encenderá primero y luego la llama se propagará a los otros dos quemadores. Para simular la condición de funcionamiento de la vida real, el encendido de la llama se realiza a temperatura ambiente. En cada condición de funcionamiento, la prueba de encendido se repite cinco veces.

Para las mezclas de gas natural / hidrógeno, el retroceso de llama es la principal preocupación en contraposición a la explosión; con hasta 15% de adición de hidrógeno, el tiempo de encendido no cambia mucho, sin embargo, la variación del tiempo de ignición se reduce a medida que se agrega más hidrógeno al gas natural. No obstante, comienza a producirse un retroceso en la ignición con una adición de hidrógeno del 20%.

Como se muestra en la figura 21, la llama en el extremo derecho se establece muy rápidamente después de que las mezclas de combustible fluyen fuera del colector. Sin embargo, debido a la alta velocidad de la llama del combustible rico en hidrógeno, la llama se propaga dentro del quemador hasta el orificio de combustible que se puede ver desde los puertos de aire primarios. Incluso si la llama se establece dentro de 0,8 s, parte de la llama todavía permanece dentro del quemador, lo que causa inestabilidad. Entre 1 y 2 segundos, la llama oscila dentro y fuera del quemador y luego se apaga después de un gran retroceso en el quemador. La llama en la figura 21, aparece amarillenta debido a la formación de hollín causada por la ubicación no ideal de la llama, donde el gas natural y el aire primario aún no están completamente mezclados. Además, esta llama no ideal también puede destruir el quemador o todo el sistema de combustión debido al sobrecalentamiento.

Figura 21. Retroceso de la llama con 20% de adición de H_2



FUENTE: ZHAO, Y., MCDONELL, V., & SAMUELSEN, S. (2020). Assessment of the combustion performance of a room furnace operating on pipeline natural gas mixed with simulated biogas or hydrogen. International Journal of Hydrogen Energy, 45(19), 11368-11379.

El fallo de encendido del combustible rico en hidrógeno es un retroceso en el encendido causado por la oscilación del campo de reacción inducida por la propagación rápida de la llama.

Cuando el horno domiciliario funciona con mezclas de gas natural / hidrógeno, las características de la llama no cambian significativamente. Sin embargo, el retroceso ocurre cuando se agrega ~ 45% de hidrógeno al gas natural. A medida que aumenta la cantidad de hidrógeno, la llama se estabiliza en la salida del quemador y luego se propaga hacia el quemador generando un notable ruido de "pop".

Las principales observaciones y conclusiones de este estudio son:

- El retroceso de la ignición ocurre cuando la cantidad de hidrógeno agregado al gas natural del gasoducto alcanza el 20%. Sin embargo, si se enciende con éxito a niveles inferiores al 20%, el límite de retroceso aumenta al 45% en condiciones de funcionamiento constantes.

- La adición de hidrógeno no cambia tanto el tiempo de encendido, ya que el tiempo de encendido del horno domiciliario ya es muy corto (~ 0,6 s). Sin embargo, el hidrógeno en el combustible de la tubería reduce la variabilidad del tiempo de encendido, lo que indica un rendimiento de encendido más consistente.

- La adición de hidrógeno aumenta la temperatura del quemador ya que la ubicación de la llama está más cerca de la salida del quemador para los combustibles ricos en hidrógeno.[78]

3.3.2 Combustión interna. Pocos estudios han analizado el impacto combinado de diferentes mezclas de combustible de Hidrógeno – GNC (gas natural comprimido).

El motor de combustión interna posee máximos o mínimos con respecto al rendimiento del motor y las emisiones en el motor de combustión interna.

En el estudio que se describe a continuación, se analiza el rendimiento del motor y la reducción de emisiones a diferentes porcentajes de hidrógeno en GNC.

3.3.2.1 Emisiones del motor. (RAO, *at al*. 2021) En su trabajo realizaron varios experimentos, los cuales se realizaron en el motor WP7NG en una amplia gama de condiciones de funcionamiento: porcentajes de hidrógeno (0% a 50% en volumen) en combustible GNC (gas natural comprimido), fracciones de EGR (0 a 26%

[78] ZHAO, Y., McDONELL, V., & SAMUELSEN, S. (2020). Assessment of the combustion performance of a room furnace operating on pipeline natural gas mixed with simulated biogas or hydrogen. International Journal of Hydrogen Energy, 45(19), 11368-11379.

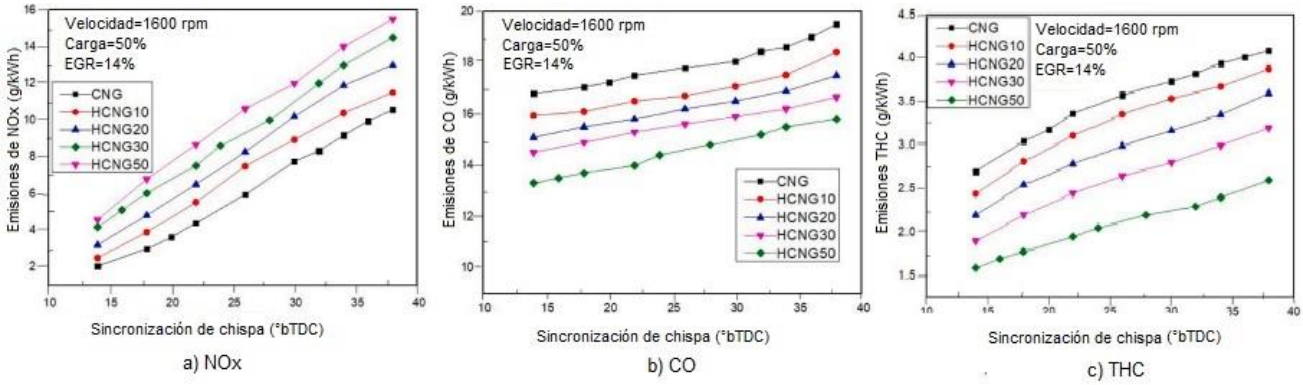
velocidad y tiempo de encendido) en aire, tiempos de encendido (14 a 42° CA bTDC (antes del punto muerto superior *Before Top Dead Center* bTDC)), cargas (25%, 50% y 75%, es decir, apertura del acelerador) y velocidad del motor de 1600 rpm en una relación estequiométrica de aire a combustible. Se han investigado diez indicadores de aptitud del motor en total que inlcuyen: eficiencia térmica del freno, variación cíclica, presión en el cilindro, temperatura, fracción de masa quemada, tasa de liberación de calor, emisión de NOx, CO, THC y CH_4.

El rendimiento y las emisiones del motor SI (motor de encendido por chispa, *Spark Ignition,* SI) alimentado con GNC se han medido experimentalmente con la regulación de las relaciones de EGR (0 a 17%) y tiempos de encendido (14 a 38° bTDC (Antes del punto muerto superior *Before Top Dead Center* bTDC) en condición de baja, media y alta carga (25%, 50% y 75%) respectivamente.

- ✓ Emisiones del motor de mezcla de combustible HCNG al 50% de carga

Las emisiones del motor en diferentes tiempos de encendido, los porcentajes de hidrógeno en el combustible GNC y la tasa de EGR del 14% y la condición de media carga se pueden ver en la figura 22. La concentración de emisión de NOx para la mezcla de combustible de HCNG aumenta aproximadamente un 26,41% con el enriquecimiento de la fracción de hidrógeno en un 10% en el combustible de GNC debido a los mecanismos térmicos N_20 y NNH. El enriquecimiento de las mezclas de combustible de hidrógeno (0 a 50%) en gas natural comprimido reduce la emisión de CO en un 22,02% respectivamente, lo que se debe a la reducción de la relación C/H. La adición de la fracción de hidrógeno en un 10% da como resultado una disminución de la emisión de TCH (hidrocarburos no quemados) de aproximadamente un 11,03% debido a la reducción de los elementos de carbono presentes en el combustible.

Figura 22. Emisiones del motor de combustible HCNG versus sincronización de chispa en condiciones de carga de 50% con diferentes concentraciones de H_2



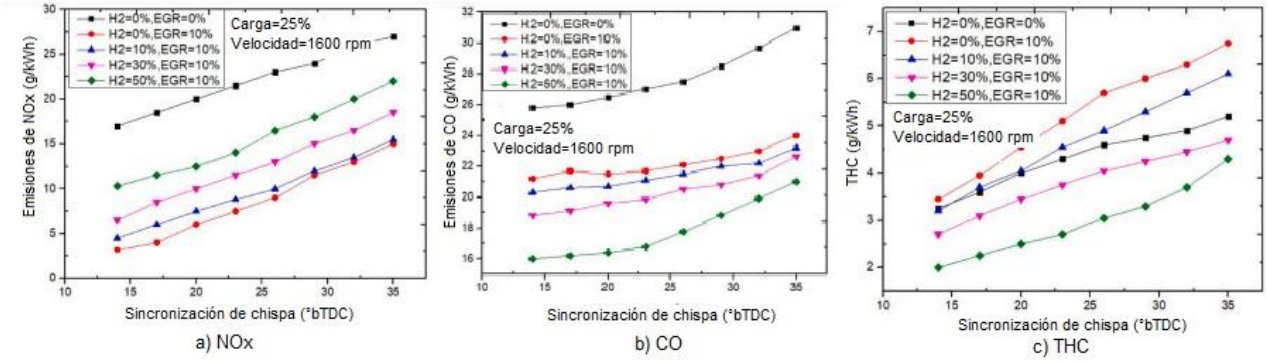
Fuente: RAO, A., WU, Z., MEHRA, R. K., DUAN, H., & MA, F. (2021). Effect of hydrogen addition on combustion, performance and emission of stoichiometric compressed natural gas fueled internal combustion engine along with exhaust gas recirculation at low, half and high load conditions. Fuel, 304, 121358.

- ✓ Emisiones del motor de mezcla de combustible HCNG al 25% de carga

A continuación, se muestra las emisiones del motor en condiciones de carga del 25%. La emisión de NOx de la mezcla de combustible de HCNG aumenta aproximadamente un 33,33% con el enriquecimiento de la fracción de hidrógeno en un 10% debido a los mecanismos térmicos, N_2O y NNH.

El enriquecimiento de las mezclas de combustible de hidrógeno (0 a 30%) y (30 a 50%) en gas natural comprimido disminuye la emisión de CO en un 10,4% y un 15,8% respectivamente, lo que se debe a la reducción de C/H en un 10,2 con cada adición. La adición del porcentaje de hidrógeno en un 10% da como resultado una reducción promedio de las emisiones de THC de aproximadamente un 7,7% debido a la reducción de los elementos de carbono presentes en el combustible.

Figura 23. Emisiones del motor de combustible HCNG versus sincronización de chispa en condiciones de carga de 25% con diferentes concentraciones de H_2



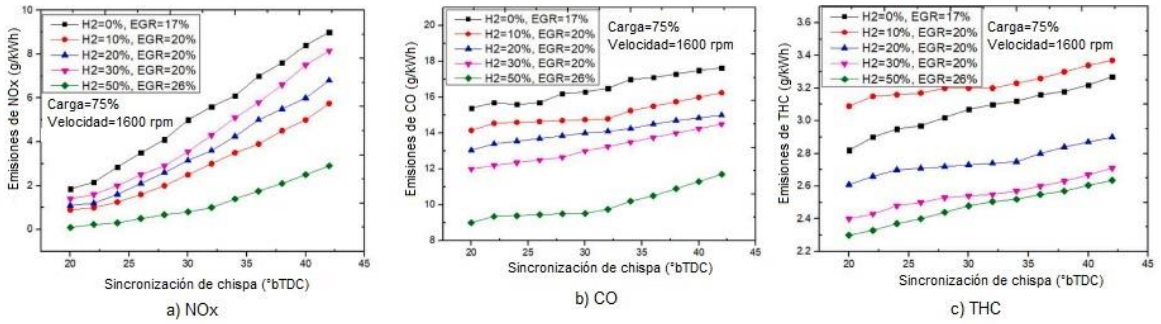
Fuente: RAO, A., WU, Z., MEHRA, R. K., DUAN, H., & MA, F. (2021). Effect of hydrogen addition on combustion, performance and emission of stoichiometric compressed natural gas fueled internal combustion engine along with exhaust gas recirculation at low, half and high load conditions. Fuel, 304, 121358.

- ✓ Emisiones del motor de mezcla de combustible HCNG al 75% de carga

A continuación, se muestra las emisiones del motor en condiciones de carga del 75%. En la Figura 24. Se muestra que una mayor fracción de hidrógeno en el combustible de GNC junto con las relaciones de EGR más altas es más significativa en la reducción de las emisiones de NOx. La adición de porcentajes de hidrógeno en el gas natural comprimido aumenta los mecanismos de NNH y N_2O mientras reduce las vías de formación de HCN. La emisión del CO disminuye en un 8,3% para el combustible HCNG10 y la relación EGR en un17% en comparación con la de la mezcla de combustible al 10% en H_2 y la relación EGR en un 20%. Esta reducción se debe a la disminución de la relación C/H en un 10,2%. Además, el enriquecimiento de la fracción de hidrógeno en un 10% en GNC reduce la emisión de CO aproximadamente en un 7,7% pero la relación C/H se reduce en un 11,4%. La emisión de CO tiene un valor mínimo correspondiente a la mezcla de combustible enriquecido en 50% junto con la relación EGR en un 26%.

Las emisiones de THC del motor aumentan en un 9,7% a 20° bTDC con el incremento del porcentaje de hidrógeno en el combustible GNC en un 10% junto con la adición de un 3% más de tasa de EGR. Por tanto, una alta relación de EGR a una fracción de hidrógeno más baja tiene un impacto adverso con respecto a la eficiencia de la combustión. La disminución promedio en la concentración de la emisión total de hidrocarburos es de aproximadamente 11,91% con el porcentaje de enriquecimiento de hidrógeno en un 10% a una tasa de EGR del 20% y tiempo de chispa en 20° bTDC. Esta tasa de disminución es presumible con la adición de fracción de hidrógeno en el combustible GNC debido a la reducción en el número de elementos de carbono junto con la mejora en la eficiencia de la combustión debido al aumento de la temperatura de la llama adiabática.

Figura 24. Emisiones del motor de combustible HCNG versus sincronización de chispa en condiciones de carga de 75% con diferentes concentraciones de H_2



Fuente: RAO, A., WU, Z., MEHRA, R. K., DUAN, H., & MA, F. (2021). Effect of hydrogen addition on combustion, performance and emission of stoichiometric compressed natural gas fueled internal combustion engine along with exhaust gas recirculation at low, half and high load conditions. Fuel, 304, 121358.

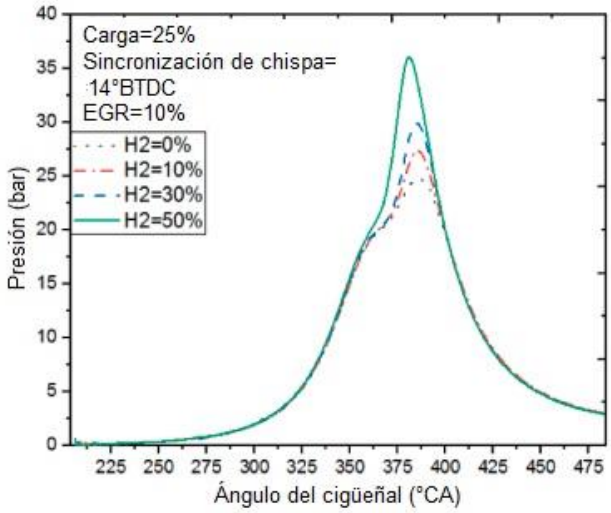
3.3.2.2 Análisis de combustión.

✓ Variación cíclica. Las variaciones cíclicas se reducen con el enriquecimiento de las fracciones de hidrógeno en el combustible GNC debido a la temperatura adiabática de la llama; En éste estudio los autores concluyeron que la influencia de

las fracciones de hidrógeno en el combustible GNC es más rentable con respecto a las variaciones cíclicas a baja dilución de gases, mientras que la relación EGR es más valiosa en una fracción de hidrógeno más alta.

✓ Presión en el cilindro. Como se puede observar en la figura 25, La presión máxima del combustible GNC, la relación EGR del 10% y la sincronización de la chispa 14° bTDC aumenta en un 10%, 20% y 40% con el enriquecimiento de los porcentajes de hidrógeno en un 10%, 30 % y 50% respectivamente en combustible GNC en comparación con gas natural comprimido. Los ángulos de manivela respecto a las presiones máximas son: 386°, 385°, 385° y 384 correspondientes a las fracciones de hidrógeno 0, 10%, 30% y 50% respectivamente en combustible GNC. Por lo tanto, el ángulo del cigüeñal se desplaza aproximadamente 0,4 ° hacia el TDC con un enriquecimiento de una fracción de hidrógeno del 10% en combustible GNC.

Figura 25. Presiones dentro del cilindro versus ángulo del cigüeñal con diferentes concentraciones de H_2

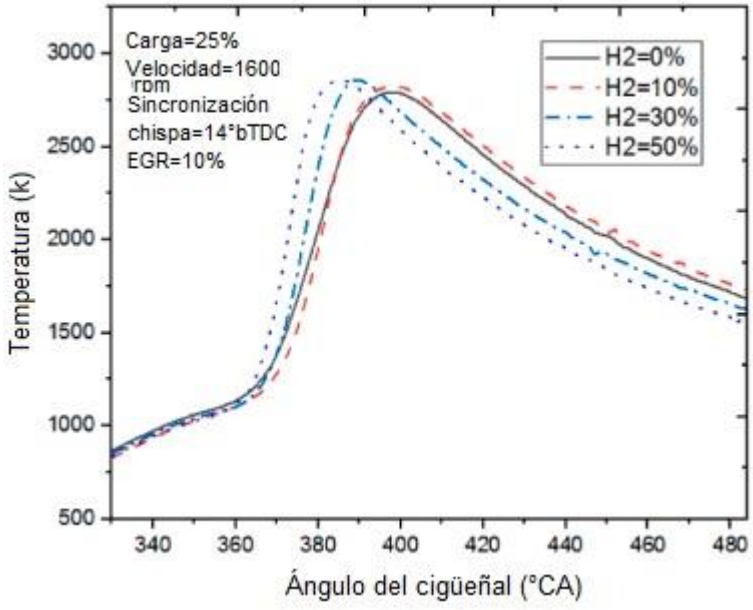


Fuente: RAO, A., WU, Z., MEHRA, R. K., DUAN, H., & MA, F. (2021). Effect of hydrogen addition on combustion, performance and emission of stoichiometric compressed natural gas fueled internal combustion engine along with exhaust gas recirculation at low, half and high load conditions. Fuel, 304, 121358.

- ✓ Temperatura en el cilindro.

Las temperaturas máximas en mezclas de combustibles al 0%, 10%, 30% y 50% de H_2 son: 2793,98 K @ 397°CA; 2822,49 K @ 397°CA; 2860,44 @ 388°CA; 2855,46 @385°CA, respectivamente. Las temperaturas máximas aumentan con el enriquecimiento de los porcentajes de hidrógeno en el gas natural comprimido, mientras que los ángulos de manivela correspondientes se mueven hacia el punto muerto superior. Ver figura 26.

Figura 26. Temperatura dentro del cilindro versus ángulo del cigüeñal con diferentes concentraciones de H_2

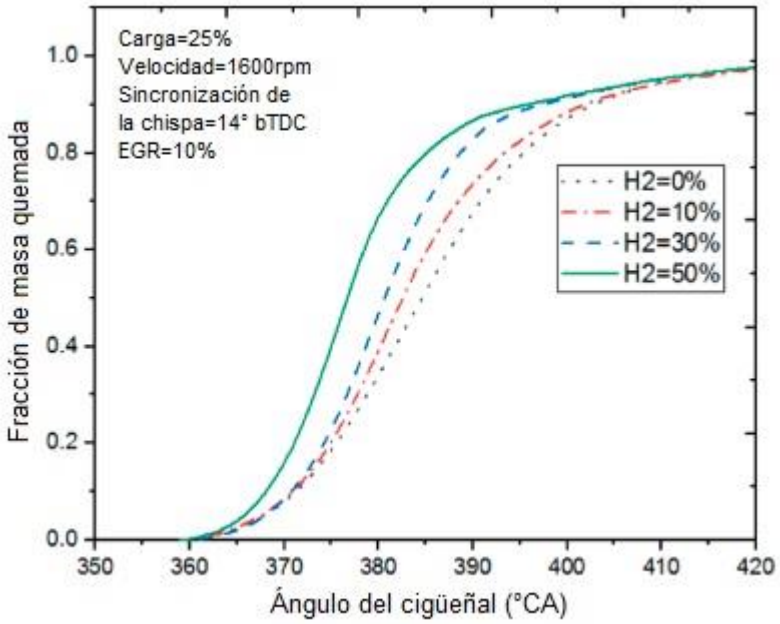


Fuente: RAO, A., WU, Z., MEHRA, R. K., DUAN, H., & MA, F. (2021). Effect of hydrogen addition on combustion, performance and emission of stoichiometric compressed natural gas fueled internal combustion engine along with exhaust gas recirculation at low, half and high load conditions. Fuel, 304, 121358.

- ✓ Fracción de masa quemada.

Las duraciones de la fracción de masa quemada del 10–90% son: 31°, 31°, 27°, 27°CA para porcentajes de hidrógeno de 0%, 10%, 30% y 50% respectivamente en combustible GNC. Los gradientes de fracción de masa quemada aumentan con el enriquecimiento de los porcentajes de hidrógeno en el combustible GNC debido a la reducción de la duración de la combustión. Este aumento en el gradiente se debe al aumento significativo de la velocidad de combustión laminar con la adición de la fracción de hidrógeno en el gas natural comprimido. Se puede observar en la figura 26.

Figura 27. Fracción de masa quemada versus ángulo del cigüeñal a diferentes concentraciones de H_2

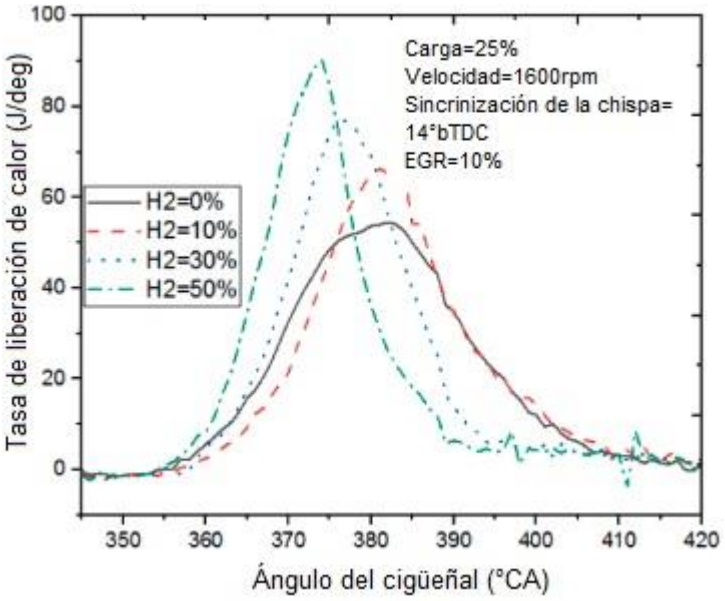


Fuente: RAO, A., WU, Z., MEHRA, R. K., DUAN, H., & MA, F. (2021). Effect of hydrogen addition on combustion, performance and emission of stoichiometric compressed natural gas fueled internal combustion engine along with exhaust gas recirculation at low, half and high load conditions. Fuel, 304, 121358.

- ✓ Tasa de liberación de calor.

Las tasas máximas de calor liberado aumentan en un 19,88%, 21,2% y 24,79% con la adición de fracciones de hidrógeno en un 10%, 30% y 50% en el GNC, respectivamente, en comparación con el combustible de GNC. La tasa de liberación de calor inmediata con el enriquecimiento de la fracción de hidrógeno en el combustible GNC se debe al aumento de la velocidad de combustión laminar en un 55,84% para las mezclas de combustible con 50% de H_2 en comparación con el combustible GNC.

Figura 28. Tasa de liberación de calor versus ángulos del cigüeñal con diferentes concentraciones de H_2



Fuente: RAO, A., WU, Z., MEHRA, R. K., DUAN, H., & MA, F. (2021). Effect of hydrogen addition on combustion, performance and emission of stoichiometric compressed natural gas fueled internal combustion engine along with exhaust gas recirculation at low, half and high load conditions. Fuel, 304, 121358.

En el trabajo de investigación en estudio se puede concluir que:

- El incremento aproximado en las emisiones de NOx a cargas del 25%, 50% y 75% son: 33,33%, 26,41% y 24,66% respectivamente con cada adición de porcentaje de hidrógeno en un 10% en la mezcla de combustible de HCNG.
- El enriquecimiento de la fracción de hidrógeno en un 10% en gas natural comprimido reduce los contaminantes de CO y THC aproximadamente en: 6,7% y 9,8% respectivamente.
- La variación cíclica tiene una relación directa con la relación EGR, mientras que el efecto es opuesto con el porcentaje de enriquecimiento de hidrógeno en el combustible GNC y el avance en la sincronización de la chispa.
- La presión máxima aumenta en un 8%, mientras que el ángulo correspondiente a la presión máxima se desplaza en 1°CA hacia el TDC con cada enriquecimiento de la fracción de hidrógeno en un 10% en gas natural comprimido. Las temperaturas y presiones dentro del cilindro tienen tendencias similares.
- La adición de la relación EGR da como resultado un aumento de la duración de la combustión, mientras que la tasa máxima de liberación de calor se aleja del TDC y viceversa en caso de enriquecimiento de fracciones de hidrógeno en combustible GNC[79].

Un parámetro importante para la combustión interna de motores es el número de metanos (MN), el cual se define a continuación.

3.3.2.3 Número de metanos. El índice de metano es una medida de la resistencia del gas natural a la detonación cuando se quema como combustible de motor en una máquina. Al metano puro se le asigna un número de metano de 100 y al hidrógeno puro se le asigna un número de metano de cero.

[79] RAO, A., WU, Z., MEHRA, R. K., DUAN, H., & MA, F. (2021). Effect of hydrogen addition on combustion, performance and emission of stoichiometric compressed natural gas fueled internal combustion engine along with exhaust gas recirculation at low, half and high load conditions. Fuel, 304, 121358.

Un gas natural que tenga un índice de metano de 80, por ejemplo, tendría las propiedades de detonación de una mezcla que consta de 80% en volumen de metano y 20% en volumen de hidrógeno. El concepto de número de metano es similar al número de octano de la gasolina. Sin embargo, a diferencia de la gasolina, todavía no existe un estándar universal para probar el número de metano del gas natural, como existe en la prueba del motor para la gasolina. Además, no existe un método universalmente aceptado para calcular el índice de metano basado en la composición del gas natural.

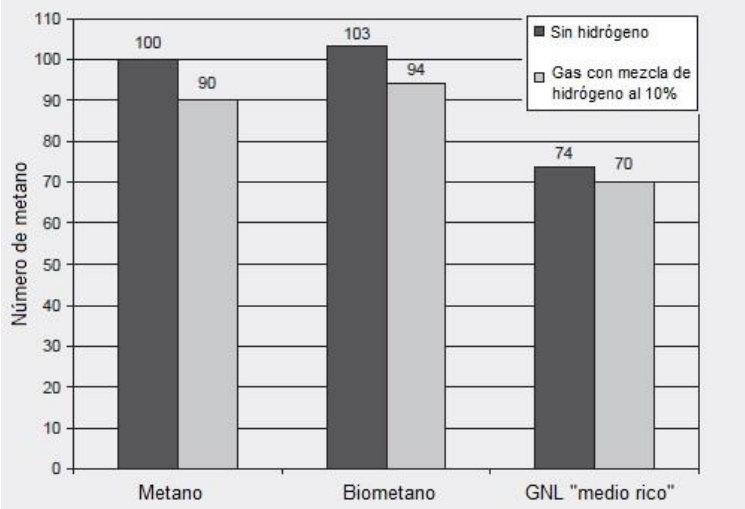
La tendencia a la autoignición es un fenómeno que se presenta principalmente en combustibles para motores de combustión interna, y equipos como las turbinas, esta tendencia ha sido analizada por medio de diferentes escalas de resistencia, como el número de octanos (ON) o el número de metanos (MN), según sea el caso. Al realizar una evaluación por medio del método del número de metanos (MN) se realiza una comparación entre una mezcla de hidrógeno/metano, y un gas combustible como el gas natural; evaluando los equipos vinculados al proceso. Es por medio del análisis de los valores adimensionales resultantes, que se encuentran en un rango en el cual, los límites representan su asociación con cada uno de los integrantes de la mezcla guía.

Comparando el número de metano del gas natural con el de la mezcla con diferentes fracciones de hidrógeno y teniendo en cuenta que la resistencia a la autoignición, afecta negativamente el rendimiento del proceso, si no se mantiene el número de metanos en un rango de 80 a 120 y con baja variabilidad; se puede definir la autoignición como un fenómeno anormal de combustión, que causa un sonido audible y se presenta como una reacción de oxidación violenta, produciendo un aumento inesperado de la temperatura y la presión, degradando los materiales utilizados en los equipos y así causándoles corrosión.[80]

[80] SAAVEDRA, J., MERINO, L., GÓMEZ, M., & KAFAROV, V. (2014). Optimización de la combustión utilizando como criterios de evaluación el índice de Wobbe y el número de metano. Iteckne, 11(1), 76-83

(ALTFELD y PINCHBECK, 2013) en su trabajo describen el comportamiento del número de metano de la mezcla de diferentes gases como metano, biometano y GLP y GNL “medio rico” con el 10% de hidrógeno, los resultados se pueden observar en la figura 29.

Figura 29. Número de metano de diferentes gases sin / con mezcla de hidrógeno al 10%



Fuente: ALTFELD, K., & PINCHBECK, D. (2013). Admissible hydrogen concentrations in natural gas systems. Gas Energy, 2103(03), 1-2.

En la figura 29 se muestra el número de metano de los gases sin/con mezcla de hidrógeno al 10%. Se puede observar que el número de metano de diferentes gases sin hidrógeno muestran una variación mayor (de 100 a 74, por ejemplo), el efecto del 10% de hidrógeno (reducción en ≤10). Sin embargo, si el gas natural ya tiene un número de metano bajo (por ejemplo, GNL rico), la mezcla de hidrógeno al 10% puede resultar en un número de metano inaceptable bajo desde la perspectiva del operador de un motor de gas, por ejemplo, vehículos dedicados a gas natural).[81]

[81] ALTFELD, K., & PINCHBECK, D. (2013). Admissible hydrogen concentrations in natural gas systems. Gas Energy, 2103(03), 1-2.

3.3.3 Eficiencia de combustión de calderas. Dado que el hidrógeno se puede considerar como un combustible alternativo y respetuoso con el medio ambiente, se investigó ampliamente su empleo en el sector de la automoción, en sistemas de generación de energía estacionarios como la cogeneración y también en aplicaciones domésticas. Debido a sus propiedades únicas, es decir, baja energía de ignición y amplio rango de inflamabilidad, el uso de hidrógeno puro mostró varios inconvenientes desde el punto de vista de la seguridad. Por ejemplo, la autoignición de la liberación de hidrógeno a alta presión es un tema crucial. Sin embargo, cuando se mezcla con otros combustibles gaseosos, es menos peligroso. De hecho, el efecto del dopaje del metano sobre el proceso de autoencendido fue ampliamente demostrado y es muy fuerte. Por tanto, teniendo en cuenta el uso de hidrógeno presurizado, es posible aumentar el nivel de seguridad dopando el metano en hidrógeno. Dicho esto, el enriquecimiento de metano por hidrógeno hasta en un 30% en volumen mitiga en gran medida la peligrosidad del hidrógeno y resulta adecuado para quemarse dentro de otros electrodomésticos como calderas.

(BASSO, *at al*. 2017) realizaron un trabajo en donde identifican los parámetros característicos de las mezclas de H_2NG de acuerdo con los estándares y normativas vigentes para la medición de la eficiencia de combustión de calderas. Por lo tanto, se presentan y discuten los efectos de la adición de hidrógeno en las calderas de condensación, debido al mayor contenido de agua en los gases de escape, destacando las posibles ganancias de eficiencia de combustión. Además, se construyen los gráficos de Ostwald (diagrama de combustión que permite efectuar cálculos de combustión de una manera rápida y precisa) para cada mezcla para proporcionar, por un lado, una herramienta gráfica, por otro lado, la ecuación química asociada a las concentraciones de CO, CO_2 y O_2 dentro de los gases de escape secos para una implementación adicional en el software de analizadores de gas comerciales. Al final de éste documento, se desarrolla un procedimiento gráfico y analítico fácil de usar para tener en cuenta cómo el exceso de aire creado durante

los procesos de combustión, así como la humedad relativa (RH) del aire, afecta la eficiencia térmica y de condensación.

De acuerdo con el procedimiento técnico requerido por UNI 10389, relacionado con la evaluación de la eficiencia de combustión de la caldera, los parámetros característicos de los combustibles gaseosos enriquecidos con H_2 se calculan mediante los balances de energía y masa. A partir de los datos, resultó que los valores de K_1, K_2 y K_3[82] disminuyen a medida que aumenta la fracción volumétrica de hidrógeno y, en consecuencia, con la misma temperatura registrada de los gases de escape, la eficiencia de la caldera aumenta. Además, los tres coeficientes K dependen del valor calorífico específico del gas de escape, del exceso de aire y de la temperatura de referencia para calcularlo también.

Se realiza un análisis de sensibilidad sobre el cálculo de calor específico. Es de destacar que el calor específico es menos sensible a las variaciones de temperatura que los relacionados con la concentración de oxígeno. Por el contrario, se ve más afectado por la configuración de combustión del quemador. De hecho, dado que la concentración de oxígeno varía entre 0% vol. hasta 15% vol. los valores caloríficos específicos descienden de forma no lineal para cada mezcla, mostrando una reducción máxima igual a 9,825%, para H_2NG @ 30%, en comparación con las condiciones estequiométricas. Como consecuencia, el uso de los factores K calculados conduce a una sobreestimación de la pérdida de calor sensible limitada al 0,235% cuando la temperatura media real es inferior a 50°C. Mientras, conduce a una subestimación igual al 0,237% ya que la temperatura media real es más alta. Del mismo modo, cuando la concentración real de oxígeno es superior al 4% vol., Se produce una sobreestimación igual al 1,57% y, en el caso contrario, se puede notar una subestimación del 2%.[83]

[82] Los coeficientes K están relacionados con todos los grados de enriquecimiento de hidrógeno y en el documento referenciado se pueden observar en la tabla 5.

[83] BASSO, G. L., NASTASI, B., GARCIA, D. A., & CUMO, F. (2017). How to handle the Hydrogen enriched Natural Gas blends in combustion efficiency measurement procedure of conventional and condensing boilers. Energy, 123, 615-636.

3.3.4 Turbinas a gas. A pesar de que se espera que el gas natural siga siendo el combustible dominante en la combustión de turbinas a gas, las mezclas con otros combustibles renovables como el hidrógeno, podrían ayudar a alcanzar el objetivo de disminuir el consumo de combustibles fósiles. El hidrógeno es reactivo con una alta velocidad de llama, lo que implica que tiene un efecto estabilizador positivo en las llamas de gas natural pobre; sin embargo, existe el conocido riesgo de retroceso. También hay varias consideraciones sobre el cambio en la adaptación compresor-turbina, el enfriamiento de las primeras etapas de la turbina y el almacenamiento que imponen límites a la concentración de hidrógeno en la red de gas natural existente.

MEZIANE, *at. al*. (2019). En su trabajo, presentan una simulación numérica en 3D del proceso de combustión en una cámara de combustión tipo RQL. Las simulaciones numéricas estudiaron el efecto del combustible mezclado con hidrógeno de gas natural sobre el rendimiento de la combustión. Para comprender la aplicación de hidrógeno en el combustible mezclado, se estudió un porcentaje que representa la fracción molar de hidrógeno en el combustible mezclado que varió de 0% a 90%. Por lo tanto, se utilizó un mecanismo reducido GRIMECH 3.0 para el proceso de combustión. Se presentaron los resultados de la simulación, incluyendo las temperaturas promedio en la zona rica, en la zona pobre y en la salida de la cámara de combustión. Además, se analizó las emisiones contaminantes.

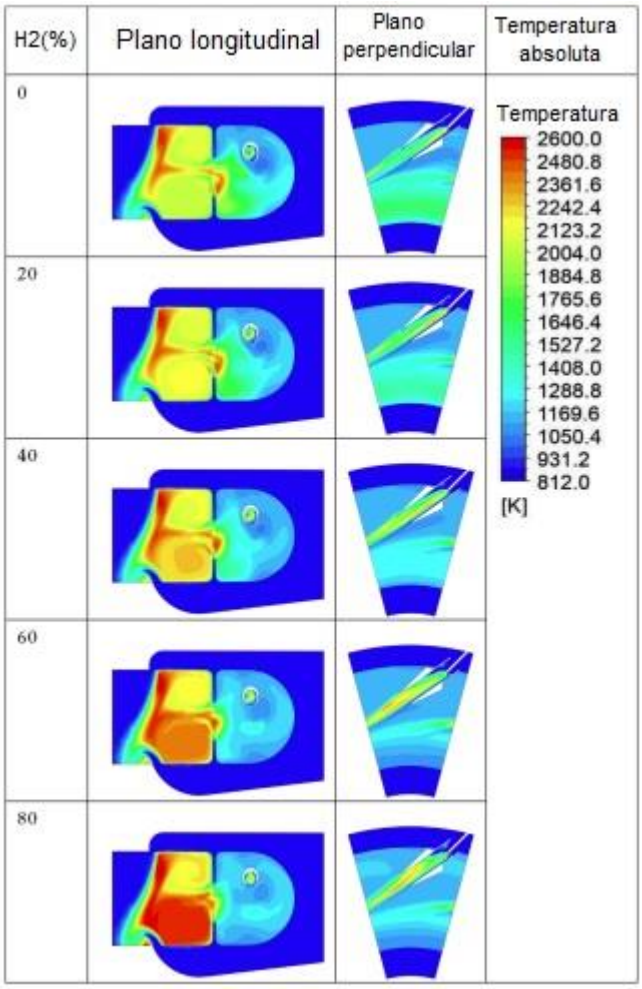
Para estudiar las características de la cámara de combustión alimentada con el combustible mezclado (GN/H_2), se utiliza como parámetro el porcentaje de hidrógeno. Se realizaron varias simulaciones para varios valores de fracción molar de hidrógeno, comenzando con 0% hasta 90% con un paso del 10%. Los resultados calculados en el primer caso presentan el efecto de la variación de hidrógeno sobre los fenómenos de combustión a un caudal de combustible fijo, mientras que en el segundo caso presentan el efecto del hidrógeno sobre los fenómenos de combustión a una velocidad de combustible fija.

- ✓ Inyección de combustible a un caudal másico constante.

Los perfiles de temperatura se presentan en el plano longitudinal 2D de la línea central y en la sección perpendicular cortando el inyector de combustible de la cámara de combustión. La figura 30 muestra las distribuciones de temperatura en los dos planos para las cantidades de 0%, 20%, 40%, 60% y 80% de porcentajes de hidrógeno. La temperatura aumenta gradualmente a medida que aumenta la cantidad de hidrógeno. Debido al aumento de la liberación de calor del combustible mezclado, que es una consecuencia de la cantidad creciente de hidrógeno que tiene un poder calorífico inferior importante. Más precisamente, la temperatura promedio en la zona rica está disminuyendo continuamente, a diferencia de la zona pobre donde está aumentando continuamente. Esta diferencia se debe a la baja densidad y alta difusividad[84] del hidrógeno.

[84] Didusividad: una medida de la capacidad de una sustancia o energía para difundirse o para permitir que algo pase por difusión.

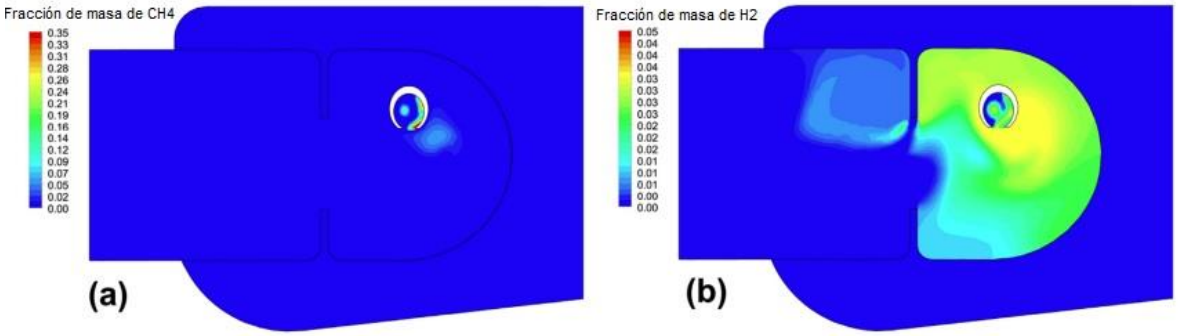
Figura 30. Perfiles de temperatura a un caudal de combustible constante



Fuente: MEZIANE, S., & BENTEBBICHE, A. (2019). Numerical study of blended fuel natural gas-hydrogen combustion in rich/quench/lean combustor of a micro gas turbine. International Journal of Hydrogen Energy, 44(29), 15610-15621.

En la figura 31, se muestra claramente que el hidrógeno puede llegar fácilmente a la zona pobre antes de que se consuma, mientras que el metano, que es el componente principal del gas natural, se consume entre el tubo de mezcla y la zona rica.

Figura 31. Distribuciones de la fracción de masa de (a) CH_4 y (b) H_2 al 40% de porcentaje de H_2



Fuente: MEZIANE, S., & BENTEBBICHE, A. (2019). Numerical study of blended fuel natural gas-hydrogen combustion in rich/quench/lean combustor of a micro gas turbine. International Journal of Hydrogen Energy, 44(29), 15610-15621.

La temperatura alta en la salida indica una salida de alta potencia de la turbina, por otro lado, altas temperaturas en la salida de la cámara de combustión. puede no satisfacer la resistencia térmica de las palas de las turbinas.

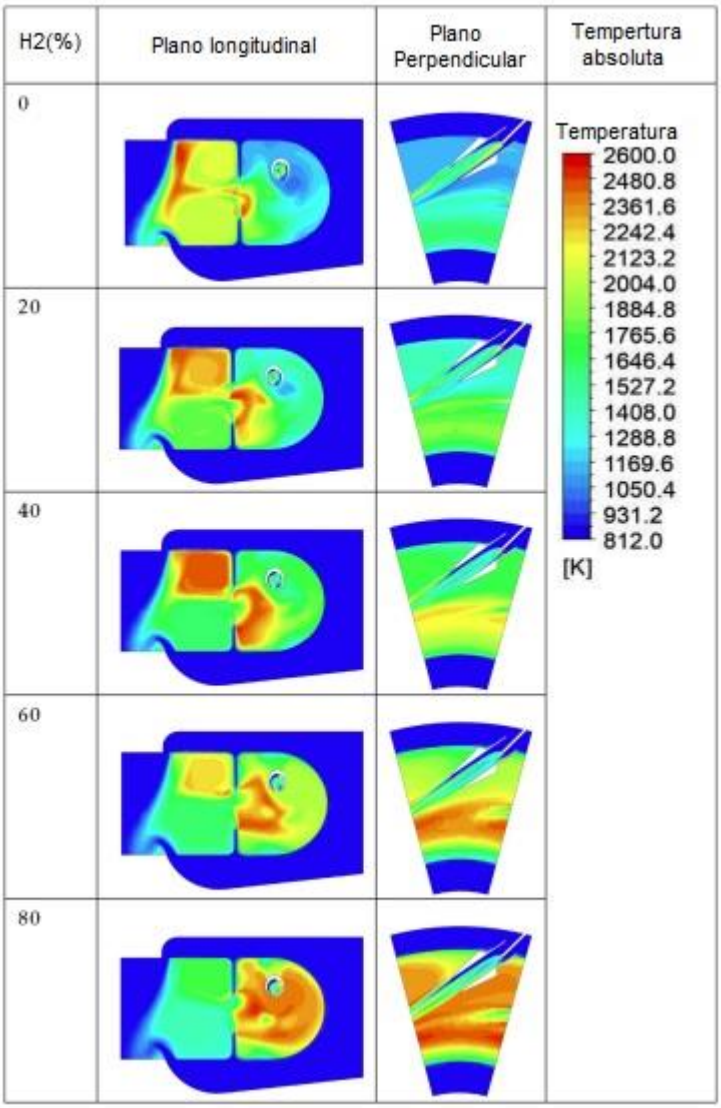
- ✓ Inyección de combustible a velocidad constante

En el caso anterior donde la inyección de combustible tiene un caudal fijo, la velocidad, la entrada de calor y la temperatura de salida en la cámara de combustión aumentan con el aumento del porcentaje de hidrógeno, mejorando el rendimiento de la combustión en términos de potencia de salida, con riesgo de no satisfacer la resistencia térmica de la turbina, y las regulaciones ambientales debido a las emisiones de NOx y CO.

En esta parte, la velocidad de inyección del combustible se mantiene constante igual a 100 m/s igual que el diseño original para el gas natural, lo que representa un caudal másico de 0,000553 kg/s. Por lo tanto, el aumento en el porcentaje de hidrógeno indujo a disminuir el cauda másico de combustible, a medida que disminuye la densidad del combustible mezclado.

La figura 32 muestra las distribuciones de temperatura en los planos longitudinales y perpendicular para 0%, 20%, 40%, 60% y 80% de hidrógeno. La temperatura aumenta gradualmente debido al aumento de la liberación de calor del combustible mezclado. La temperatura promedio en la zona rica aumenta continuamente mientras que disminuye en la zona pobre con el aumento de hidrógeno. Esto es una consecuencia de la alta reactividad del hidrógeno y la disminución del caudal de combustible. En consecuencia, la mayor parte del combustible se consume en la zona rica y el aire primario proviene del tubo de mezcla.

Figura 32. Perfiles de temperatura a una velocidad constante del combustible

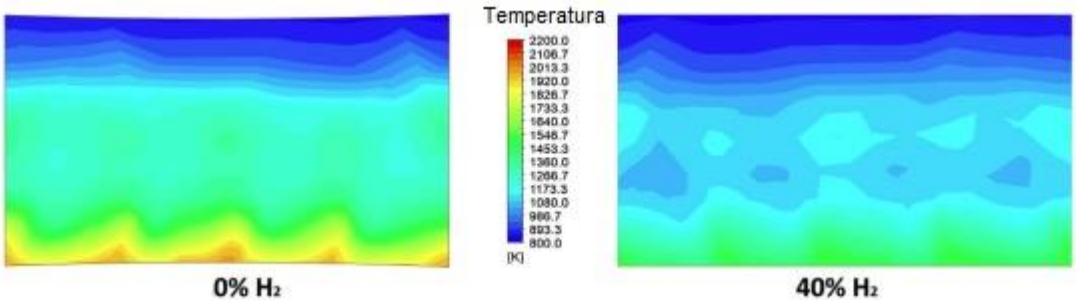


Fuente: MEZIANE, S., & BENTEBBICHE, A. (2019). Numerical study of blended fuel natural gas-hydrogen combustion in rich/quench/lean combustor of a micro gas turbine. International Journal of Hydrogen Energy, 44(29), 15610-15621.

A medida que aumenta el porcentaje de hidrógeno en el combustible mezclado a una velocidad fija, la temperatura de salida promedio de la cámara de combustión disminuye continuamente hasta 935 K. Por lo tanto, En consecuencia, la distribución

de temperatura en la salida de la cámara de combustión mejoró la eficiencia del sistema de enfriamiento como se muestra en la figura 33. Sin embargo, la baja temperatura en la salida de la cámara de combustión disminuye el rendimiento de la combustión en términos de producción de energía, lo que resulta en una escasez de energía en un porcentaje de hidrógeno más alto.

Figura 33. Distribución de la temperatura de salida de la cámara de combustión para los casos de 0% y 40% de hidrógeno a una velocidad constante del combustible



Fuente: MEZIANE, S., & BENTEBBICHE, A. (2019). Numerical study of blended fuel natural gas-hydrogen combustion in rich/quench/lean combustor of a micro gas turbine. International Journal of Hydrogen Energy, 44(29), 15610-15621.

Con respecto a las emisiones, Tanto las emisiones de CO como las de NO disminuyen con el aumento del porcentaje de hidrógeno. El monóxido de carbono disminuye debido a la disminución del carbono en el combustible mezclado cuando el gas natural es sustituido por hidrógeno. Además, el óxido nítrico disminuye, debido a la disminución de la temperatura de salida.

Con la investigación realizada se puede concluir:

- Cuando el combustible mezclado se inyecta a un caudal másico constante, la temperatura en la salida de la cámara de combustión aumenta al aumentar el porcentaje de hidrógeno. Sin embargo, la aparición de regiones calientes de temperatura a la salida de la cámara de combustión puede no satisfacer la

resistencia térmica de las palas de la turbina. Además, en este caso puede ser necesaria una modificación del diseño en la zona de dilución.

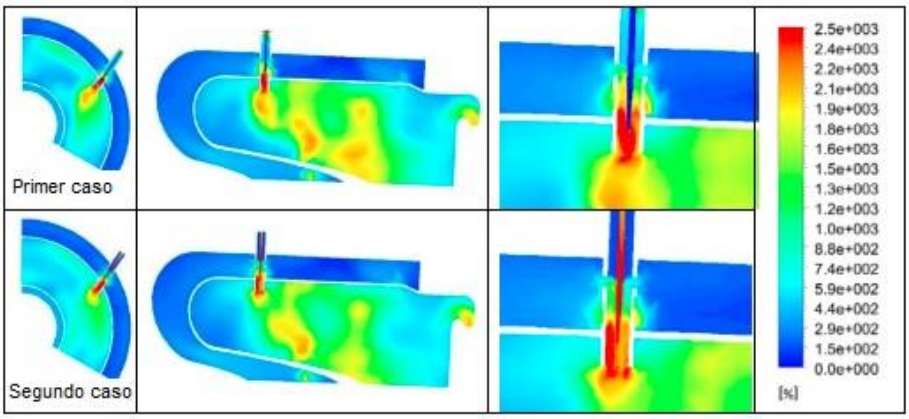
- Cuando el combustible mezclado se inyecta a velocidad constante, las emisiones de contaminantes como CO y NO disminuyen con el aumento del porcentaje de hidrógeno. Además, la distribución de temperatura en la salida se vuelve más uniforme. Sin embargo, la disminución de la temperatura de salida promedio disminuye la potencia de salida de la micro turbina de gas. Además, en este caso puede ser necesaria una modificación de diseño en el inyector de combustible.
- El resultado más interesante es que con solo un 10% de adición de hidrógeno al gas natural, las emisiones de CO y NO se reducen aproximadamente en un 60% y un 14% respectivamente.[85]

(De ROBBIO, 2017), En su trabajo ha analizado los diferentes comportamientos de combustión que resultan de la adopción de diferentes modelos del flujo de reacción en la cámara de combustión de una Micro Turbina de Gas tipo C30. Se probaron dos formas de inyectar H_2 en la cámara de combustión. El modelo de PPC (Combustión parcialmente premezclada, Partially Premixed Combustion PPC) que permite la utilización de dos corrientes de combustible diferentes en el CE (Equilibrio químico, Chemical Equilibrium CE) por que en el primer caso el 25% de H_2 se mezcla con el gas natural en la línea de pre mezcla, mientras que en el segundo caso se inyecta la misma cantidad de hidrógeno por separado de la línea de pre mezcla en la línea piloto.

En la figura 34 se puede observar que la turbulencia se ve afectada por estos cambios en el modo de inyección.

[85] MEZIANE, S., & BENTEBBICHE, A. (2019). Numerical study of blended fuel natural gas-hydrogen combustion in rich/quench/lean combustor of a micro gas turbine. International Journal of Hydrogen Energy, 44(29), 15610-15621.

Figura 34. Intensidad en la turbulencia

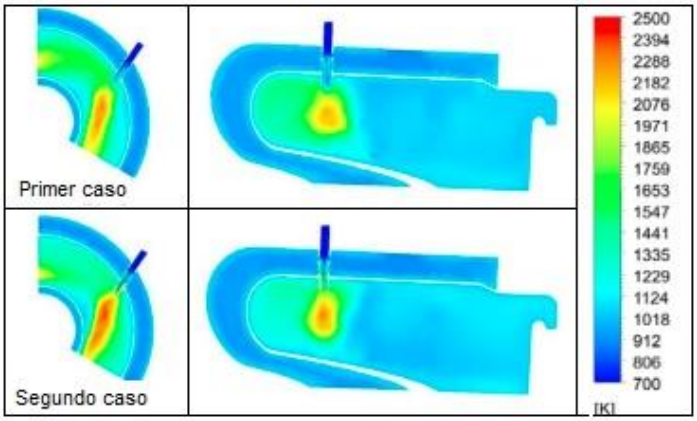


Fuente: De ROBBIO, R. (2017). Innovative combustion analysis of a micro-gas turbine burner supplied with hydrogen-natural gas mixtures. Energy Procedia, 126, 858-866.

Las figuras 35 y 36 muestran que las reacciones tienen lugar en la línea de pre mezcla para los dos tipos de inyección.

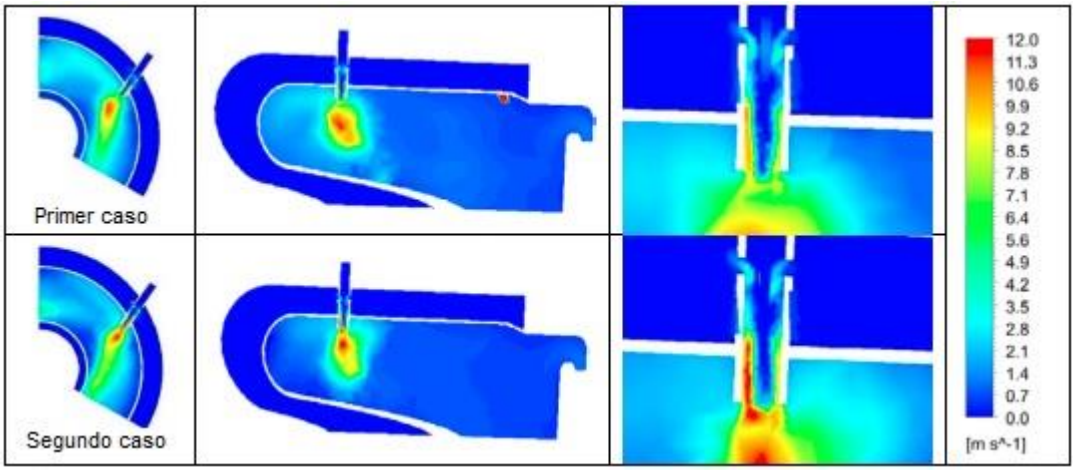
En el primer caso se esperaba la ignición temprana del hidrógeno, mientras que para el segundo caso se puede explicar por dos razones diferentes: primera, está relacionada con el modelo CE, aparentemente incluso sin la alta reactividad de hidrógeno, el gas natural puede alcanzar la condición de equilibrio químico; segunda, es que solo el 75% de la masa de combustible se inyecta en la pre mezcla, por lo que es posible que haya más aire que pueda oxidar el combustible.

Figura 35. Distribución de la temperatura



Fuente: De ROBBIO, R. (2017). Innovative combustion analysis of a micro-gas turbine burner supplied with hydrogen-natural gas mixtures. Energy Procedia, 126, 858-866.

Figura 36. Velocidad de llama turbulenta



Fuente: De ROBBIO, R. (2017). Innovative combustion analysis of a micro-gas turbine burner supplied with hydrogen-natural gas mixtures. Energy Procedia, 126, 858-866.

En éste trabajo los autores concluyeron que la adición de una cantidad de H_2 no mejora la eficiencia de la combustión, además, el retroceso se produce también cuando se inyecta hidrógeno en la línea piloto.[86]

3.4 SEGURIDAD

A continuación, se tendrá en cuenta la seguridad en el manejo de los gases: gas natural e hidrógeno teniendo en cuenta sus características de seguridad en la mezcla, también se describe un modelo predictivo en donde se investigó la interacción entre el flujo transitorio de hidrógeno debido a los diferentes casos de la válvula de cierre rápido (RCV) y la fragilización por hidrógeno. Finalmente se describirá el efecto de la mezcla de gas natural e hidrógeno en los detectores de gas.

3.4.1 Características de seguridad de las mezclas de hidrógeno y metano. Las propiedades peligrosas del hidrógeno, como una energía de ignición mínima muy baja, un rango de explosión muy grande y una alta velocidad de llama con el rápido aumento de presión resultante de las explosiones de hidrógeno, son de particular importancia para la protección contra explosiones y difieren mucho de las del gas natural. Las investigaciones sobre las influencias de la presión y la temperatura han encontrado que el hidrógeno se comporta de manera diferente a los gases combustibles de hidrocarburos y muestra anomalías en su dependencia de la presión.

(MOLNARNE, *at al.* 2019) En su investigación utilizó metano puro y un “gas natural modelo”, que corresponde a un gas tipo H del Mar del Norte en términos de seguridad. Consiste en 89,3% en moles de metano; 8,0% en moles de etano; 2,0% en moles de propano; 0,7% en moles de n-butano. La figura 37 muestra las áreas

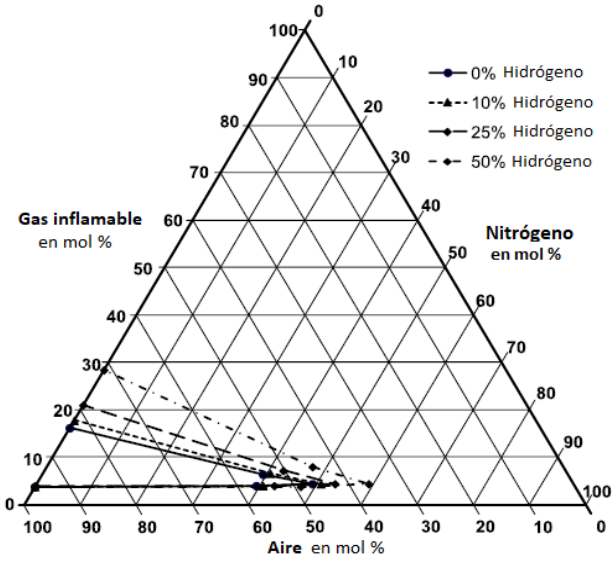
[86] De ROBBIO, R. (2017). Innovative combustion analysis of a micro-gas turbine burner supplied with hydrogen-natural gas mixtures. Energy Procedia, 126, 858-866.

de explosión con diferentes contenidos de hidrógeno. El hidrógeno indicado se refiere únicamente al gas combustible y no a la mezcla total.

Se han encontrado las siguientes características de seguridad para mezclas con 10% en moles de hidrógeno en gas combustible (valor límite en Alemania) en comparación con gases sin hidrógeno. La figura 37 y el cuadro 18 muestran que hasta un 10% en moles de hidrógeno en el gas combustible tiene solo una influencia menor en los rangos de explosión y, por tanto, en LEL, UEL y LOC. El metano y el gas natural modelo tienen rangos de explosión comparables. Solo las mezclas con 25% molar de hidrógeno o más muestran un aumento significativo en el rango de explosión. La dependencia de la temperatura de los límites superiores de explosión de las mezclas es de interés para los procesos técnicos en la red de gas. Aquí es de esperar, en particular, desviaciones del comportamiento ideal de las mezclas debido a las propiedades físicas del hidrógeno (regla de Le Chatelier). El rango de explosión de las mezclas aumenta con el aumento de temperatura. Los límites de explosión de las mezclas de hidrógeno y metano también se desvían del comportamiento ideal a altas presiones. Los límites inferiores de explosión se desplazan hacia concentraciones más altas, es decir, en una dirección conservadora relacionada con la seguridad. Sin embargo, los límites superiores de explosión se desplazan hacia el lado inseguro a altas presiones. La consecuencia es que pueden ocurrir mezclas explosivas donde no se esperan según la regla de Le Chatelier[87].

[87] MOLNARNE, M., & SCHROEDER, V. (2019). Hazardous properties of hydrogen and hydrogen containing fuel gases. Process Safety and Environmental Protection, 130, 1-5.

Figura 37. Rangos de explosión del modelo de gas natural con diferentes contenidos de hidrógeno (datos en % molar de gas combustible), medidos a 20 ° C y presión atmosférica



FUENTE: MOLNARNE, *at al.* 2019

Cuadro 18. Características de seguridad de metano y gas natural - mezcla con hidrógeno

GAS COMBUSTIBLE	LEL en mol%	UEL en mol%	LOC en mol% (N_2 como gas inerte)
Metano	4.2	16.6	10.1
Gas natural modelo	3.8	16.2	9.7
Metano con 10% H_2	4.2	18.2	9.6
Gas natural modelo 10% H_2	3.8	17.8	9.4

FUENTE: MOLNARNE, M., & SCHROEDER, V. (2019). Hazardous properties of hydrogen and hydrogen containing fuel gases. Process Safety and Environmental Protection, 130, 1-5.

3.4.2 Modelo predictivo. Los resultados obtenidos en los trabajos de investigación previos han demostrado la posibilidad de transporte de hidrógeno utilizando las redes de gas natural, teniendo en cuenta únicamente el efecto de fragilización del

hidrógeno sobre la tenacidad a la fractura del material. Sin embargo, los cambios repentinos en los parámetros del flujo de gas, debido al rápido cierre de una válvula, pueden desencadenar graves problemas operativos como provocar fallas en las tuberías y fugas de gases combustibles en presencia de grietas. Además, se deben tomar precauciones adicionales en presencia de hidrógeno que fluye a través de tuberías diseñadas para el transporte de gas natural, ya que los aceros de alta resistencia son susceptibles a la fragilización por hidrógeno. Por lo tanto, la mezcla de hidrógeno en tuberías de gas natural debe ir acompañada de medidas de alta seguridad y los parámetros de flujo transitorio deben predecirse y controlarse bien.

Si bien el flujo de hidrógeno y gas natural en tuberías de acero ha sido ampliamente estudiado en investigaciones previas, a través del siguiente trabajo se analizó un acoplamiento de ambos efectos: los efectos del flujo transitorio de gas hidrógeno y la fragilización por hidrógeno del acero de la tubería.

(BOULEDROUA, *at al*. 2020), en su trabajo, investigaron la interacción entre el flujo transitorio de gas hidrógeno debido a los diferentes casos de la válvula de cierre rápido (RCV) y la fragilización por hidrógeno utilizando el diagrama de evaluación de fallas (FAD).

La presencia de grietas puede provocar fallas en las tuberías y fugas de hidrógeno. La autoignición de las fugas de hidrógeno, aunque pequeña, provoca una llama difícil de ver, esto hace que este fenómeno sea extremadamente peligroso, ya que es muy probable que ocurra explosiones. En éste estudio, se presenta un método confiable que puede usarse para predecir el defecto aceptable con el fin de reducir los riesgos causados por fallas en las tuberías debido a la fragilización por hidrógeno. El modelo presentado tiene en cuenta los efectos sinérgicos de las condiciones transitorias de flujo de gas en las tuberías y la fragilización por hidrógeno del material de acero debido a la permeabilidad del gas hidrógeno presurizado. En este estudio, se enfatizan numéricamente los efectos de acoplamiento de la fragilización por hidrógeno y los flujos de gas transitorios en la evaluación de la integridad de las tuberías de acero pre-fisuradas, el modelo

construido tiene en cuenta la interacción entre ambos efectos del flujo transitorio de hidrógeno-gas natural acompañado de valores de sobrepresión (presión inicial de gas natural y gas hidrógeno: 7 MPa y presiones transitorias de hidrógeno: 7.3, 8.1, y 9.3 MPa) y fragilización por hidrógeno en tuberías de acero API X52. Los valores transitorios de presión de hidrógeno para tres casos de cierre de RCV se calcularon de acuerdo con el método numérico presentado en la referencia bibliográfica de éste estudio.

Para las válvulas de control, el tiempo de reacción se define como el tiempo que tarda la válvula en iniciar el movimiento después de detectar un cambio de señal, mientras que el tiempo de actuación es el período de tiempo que tarda la válvula en moverse entre sus posiciones inicial y final, describiendo la velocidad de funcionamiento. una vez que se inicia el movimiento. Para éste estudio se consideran tres casos de cierres de válvulas según se detalla en el cuadro 19.

Cuadro 19. Tiempos de reacción y actuación de válvulas

CASO	REACCIÓN ACV*	ACTUACIÓN ACV*	ACTUACIÓN RCV**
1	0,2 s	0,5 s	0,2 s
2	2 s	5 s	0,2 s
3	4 s	10 s	0,2 s

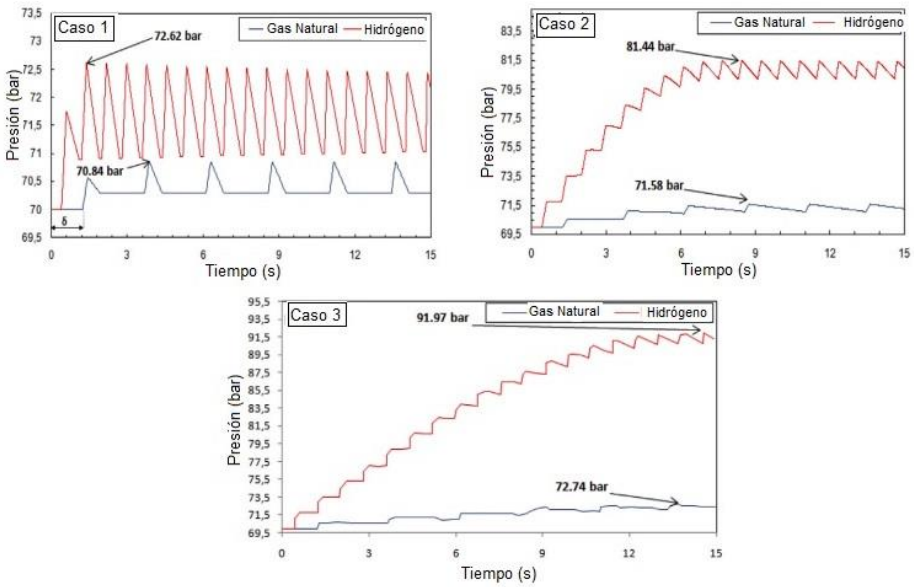
* ACV=*Automatic closure value*. Válvula de cerrado automático

** RCV= Rapid closure valve. Válvula de cerrado rápido.

Fuente: BOULEDROUA, O., HAFSI, Z., DJUKIC, M. B., & ELAOUD, S. (2020). The synergistic effects of hydrogen embrittlement and transient gas flow conditions on integrity assessment of a precracked steel pipeline. International Journal of Hydrogen Energy.

La inyección de hidrógeno en gasoductos aumenta la celeridad (C)[88] de las ondas de presión. Después de cerrar repentinamente la RCV aguas abajo de la tubería, se crea una onda de compresión y viaja hacia el lado aguas arriba con la celeridad (C). La última onda de presión conduce a fluctuaciones de presión de inicio en el lado ACV como se puede observar en la figura 38 en la cual la alteración de la presión comienza antes en el caso de hidrógeno en comparación con el caso del gas natural. Además, tales fluctuaciones de presión de hidrógeno durante condiciones transitorias también podrían tener efectos significativos sobre el crecimiento de grietas por fatiga (FGC) en aceros para tuberías dependiendo de la frecuencia, la presión de hidrógeno y el factor de intensidad de la tensión y, por lo tanto, alterar significativamente el comportamiento a la fatiga de las tuberías de acero.

Figura 38. Evolución de la presión en el ACV para los tres casos de cierre de válvulas



[88] Celeridad de Onda (C): Si se produce una perturbación en el fluido, ésta se manifiesta como una variación de presión que se propaga dentro del fluido en forma de onda. La velocidad de propagación de la onda elástica es llamada celeridad (C).

Fuente: BOULEDROUA, O., HAFSI, Z., DJUKIC, M. B., & ELAOUD, S. (2020). The synergistic effects of hydrogen embrittlement and transient gas flow conditions on integrity assessment of a precracked steel pipeline. International Journal of Hydrogen Energy.

El proceso de agrietamiento de tuberías en contacto con hidrógeno suele estar relacionado con uniones soldadas ya que los procesos de permeación, difusión y atrapamiento del hidrógeno difieren significativamente en la microestructura específica del metal base, la zona afectada por el calor y el metal de soldadura. La importante influencia de la microestructura en la permeación, difusión y distribución del hidrógeno en la soldadura y el metal base de las tuberías API X52, depende del procedimiento de soldadura, la microestructura obtenida y los tratamientos térmicos aplicados. como templado y recocido.

Con éste trabajo se pudo concluir lo siguiente:

- El comportamiento transitorio del flujo de gas de hidrógeno y el aumento de la presión de hidrógeno inducidos por los casos de cierres de RCV tienen un impacto significativo en el aumento de los riesgos de rotura de tuberías agrietadas.
- El modelo de interacción FAD presentado ha permitido hacer un seguimiento del impacto de la presión transitoria de hidrógeno en una tubería de acero pre-fisurada diseñada para el transporte de gas natural y preexpuesta a un entorno de hidrógeno junto con los efectos adicionales de la fragilización por hidrógeno del acero de la tubería.
- Por lo tanto, la mezcla de hidrógeno en tuberías de gas natural debe ir acompañada de medidas de alta seguridad y los parámetros de flujo transitorio deben predecirse y controlarse bien. Por esta razón, se requieren las modificaciones necesarias para mejorar la confiabilidad y la durabilidad de la tubería. Se puede optar por controlar las proporciones umbral de la relación de masa de hidrógeno que se inyectará en las tuberías de gas natural para que la tensión interna aplicada

en la pared de la tubería debido a transitorios no supere la tensión admisible para el acero utilizado. Además, para mitigar la velocidad de corrosión y proteger las superficies internas de las tuberías, los inhibidores de corrosión han surgido como una técnica eficiente y han ganado más interés entre los investigadores y profesionales en los últimos años.[89]

3.4.3 Detección de gas. Un elemento clave para el funcionamiento seguro de un sistema de distribución de gas moderno es la detección de gas. La adición de hidrógeno al gas natural alterará las características del combustible y, por lo tanto, se debe considerar un impacto en la detección de gas. Es importante que los detectores de gas sigan siendo lo suficientemente sensibles a la presencia de mezclas de hidrógeno y gas natural y que no den lugar a lecturas falsas.

(HALL, *at al*. 2020) en su artículo, presentan un análisis del trabajo realizado como parte del proyecto HyDeploy financiado por la Oficina de Mercados de Gas y Energía (OFGEM), sobre la respuesta de varios detectores de la industria del gas natural a mezclas con hidrógeno de hasta 20% en volumen de hidrógeno en gas natural. El alcance de los detectores bajo prueba incluyó instrumentos de inspección y monitores personales que se utilizan en la industria del gas (en ésta investigación se llamaron A, B, C, D y E). Se analizaron cuatro proporciones de mezcla (0, 10, 15 y 20% en volumen de hidrógeno en gas natural). Las pruebas de laboratorio realizadas investigaron lo siguiente:

- Respuesta inflamable a mezclas en el rango de ppm (0–0,2% en volumen);
- Respuesta inflamable a mezclas en el rango del límite de explosión inferior (0,2–5% en volumen);

[89] BOULEDROUA, O., HAFSI, Z., DJUKIC, M. B., & ELAOUD, S. (2020). The synergistic effects of hydrogen embrittlement and transient gas flow conditions on integrity assessment of a precracked steel pipeline. International Journal of Hydrogen Energy, 45(35), 18010-18020.

- Respuesta inflamable a mezclas en el rango de porcentaje de volumen (5–100% en volumen);
- Respuesta de oxígeno a mezclas en el rango de porcentaje en volumen (0-25% en volumen); y.
- Respuesta del monóxido de carbono a mezclas en el rango de ppm (0 a 1000 ppm).

Un elemento clave para el funcionamiento seguro de una red de distribución de gas (GDN) moderna es la detección del gas. Durante el proyecto HyDeploy, se pronosticó que la adición de H_2 a GN alteraría las características del gas mezclado en relación con los constituyentes puros y se debe considerar el impacto en la detección de gas. Es claramente importante que los detectores de cualquier componente (por ejemplo, oxígeno (O_2), monóxido de carbono (CO)) sigan siendo lo suficientemente sensibles y selectivos en presencia de mezclas de H_2 y GN, de modo que no comprometa la integridad de los procedimientos.

En la mayoría de los casos, los instrumentos portátiles deberán responder a tres gases objetivo: CO, GN y deficiencia de O_2.

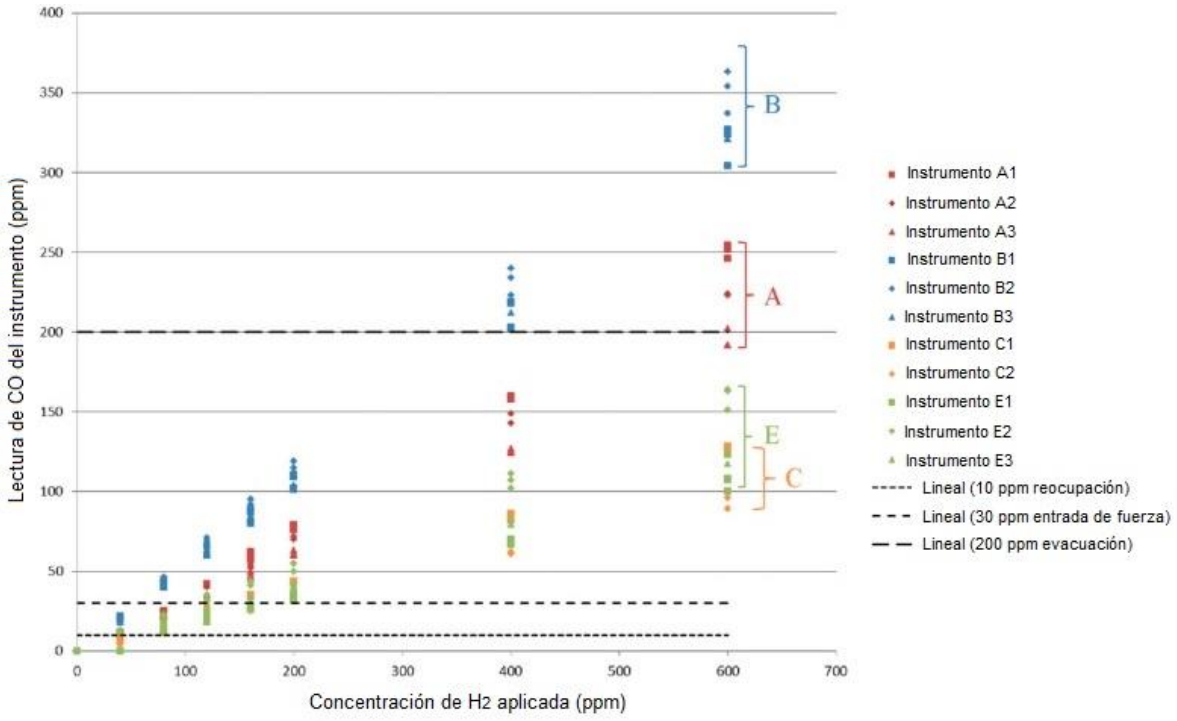
Los detectores de gas disponibles comercialmente pueden utilizar una serie de tecnologías de medición diferentes dependiendo de los gases de interés. La mayoría de los detectores de gas interactúan con uno o más gases que no son el gas objetivo, por lo que la selección es fundamental para garantizar una lectura precisa de un gas objetivo. De particular relevancia para este trabajo es que se sabe que los detectores electroquímicos de CO, catalíticos y de conductividad térmica son sensibles al H_2 en varios grados. Los niveles de sensibilidad pueden variar enormemente según el sensor que se utilice y cómo se implemente.

✓ **Detección de CO**. La figura 39, muestra las respuestas relativas del detector de CO de cada instrumento a niveles bajos de H_2. Los datos que se muestran en la figura 39 contienen 3 corridas para cada instrumento probado, de los cuales se probaron tres de cada tipo. Los niveles de acción del CO de la Universidad de Keele

de 10, 30 y 200 ppm se han incluido como referencia. Estos se basan en los procedimientos ded National Grid y los límites de exposición en el lugar de trabajo de la HSE del Reino Uniido.

Se evidenció que todos los detectores de CO de los instrumentos son significativamente sensibles al H_2. Cabe señalar que todos los detectores de CO se saturan cuando se exponen a niveles altos de gas mezclado (>1% en volumen); los detectores requieren tiempo de recuperación en horas antes de pasar una prueba funcional; y no se observó desensibilización a largo plazo después de 24 h en aire limpio.

Figura 39. Respuesta del detector de CO de H_2



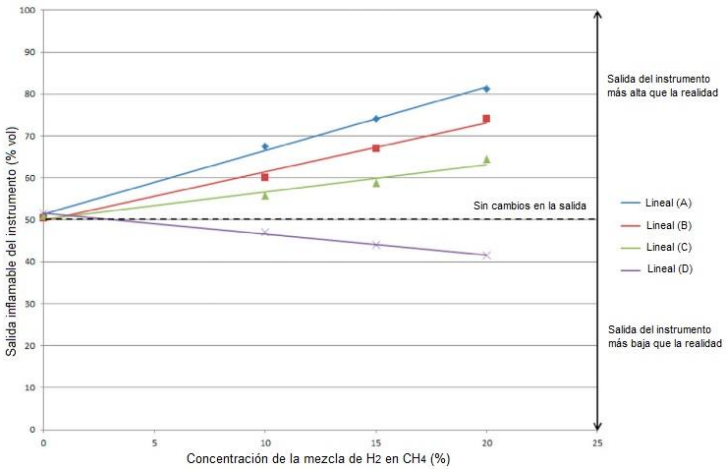
Fuente: HALL, J. E., Hooker, P., & Jeffrey, K. E. (2020). Gas detection of hydrogen/natural gas blends in the gas industry. International Journal of Hydrogen Energy.

✓ **Resultados de la prueba de mezcla inflamable: rango LEL**. Los resultados de la prueba del detector LEL mostraron que todos los instrumentos probados mostraron un pequeño aumento en la salida relativa del detector (≈6% para todas las mezclas probadas) cuando se expusieron a una mezcla con excepción del instrumento D, ya que éste mostró una disminución relativa en la salida proporcional al aumento de H_2 en la mezcla. Se espera esta diferencia en la respuesta ya que la mayoría de los instrumentos (A, B, C y E) usan un detector catalítico para el LEL que se sabe que aumenta en la salida con la mezcla y el instrumento D usa un detector IR que es ciego a H_2, crenado así una disminución relativa en la salida. Para contrarestar los efectos que tiene la mezcla en las lecturas del detector de gas, se puede utilizar un “factor de corrección”.

Si bien las salidas relativas de los detectores de LEL de los instrumentos cambian con el aumento de la concentración de la mezcla, también lo hace el LEL real de la mezcla combinada dada. Esto se debe a que el LEL de H_2 (4,0% en volumen) es menor que el CH_4 (4,4% en volumen), por lo que cuanto mayor es la concentración de H_2, más influencia tiene.

✓ **Resultados de la prueba de mezcla inflamable – Rango volumen %.** Las pruebas en el rango de vol% de inflamables mostraron que casi todos los instrumentos mostraron un aumento apreciable en la salida del detector debido a la adición de H_2 en CH_4 como una mezcla (≈+1,5% de salida por 1% de aumento de H_2 en la mezcla). La única excepción a esto fue el instrumento D, que mostró una disminución lineal en la salida al aumentar la concentración de la mezcla. (salida ≈-1% por aumento del 1% en H_2 en la mezcla introducida).

Figura 40. Salida volumen instrumento inflamable con 50% en volumen de inflamables aplicados



Fuente: HALL, J. E., Hooker, P., & Jeffrey, K. E. (2020). Gas detection of hydrogen/natural gas blends in the gas industry. International Journal of Hydrogen Energy.

Las conclusiones en ésta investigación fueron:

Para contrarrestar el considerable problema de la sensibilidad cruzada del detector de CO, se debe utilizar un detector de CO con compensación de H_2.

Para contrarrestar los efectos en el LEL, se sugiere realizar una corrección a la lectura del instrumento que va acorde a la mezcla (descrita en el documento en referencia).

Para que los detectores basados en conductividad térmica sean adecuados, sería necesario identificar de forma independiente la composición de H_2 del gas para obtener una lectura de inflamabilidad correcta.[90]

[90] HALL, J. E., HOOKER, P., & JEFFREY, K. E. (2021). Gas detection of hydrogen/natural gas blends in the gas industry. International Journal of Hydrogen Energy, 46(23), 12555-12565

3.5 AMBIENTE

Como ya se ha comentado, el hidrógeno ha sido históricamente un producto intermedio en la industria química. Sin embargo, la necesidad de una reforma medioambiental ha hecho del hidrógeno una solución atractiva para la gestión energética sostenible. Las ventajas de utilizar combustibles renovables a base de hidrógeno incluyen:

- ausencia de emisiones cuando se quema en el punto de uso final, con la excepción de la producción menor de NOx si se quema con aire;
- diversidad de fuentes de energía para impulsar los procesos;
- alta flexibilidad en los usos finales, incluida la generación de energía eléctrica central y local, energía portátil, transporte marítimo, transporte ferroviario, vehículos, generación combinada de calor y energía (CHP) para procesos industriales y edificios, e industrias químicas. A través de la diversificación de la base de combustible para el transporte, las tecnologías de hidrógeno ofrecen una mayor seguridad de las cadenas de suministro de combustible. En combinación con el CO_2 capturado, se pueden producir hidrocarburos sintéticos para plantas de energía o aplicaciones de transporte, sin generar la necesidad de mejoras de infraestructura intensivas en capital.

A continuación, se describirán las emisiones que pueden generar contaminación al medio ambiente tal como emisiones.

(ZAREEI. *at.al.* 2021) investigaron el efecto de la inyección de combustible de dos pasos en un motor de cuatro cilindros que ha sido modificado de inyección en puerto a inyección directa. Los resultados de la comparación estadística muestran la variación de la emisión media de NOx con respecto al aumento de hidrógeno en la mezcla de combustible a diferentes velocidades con un nivel de probabilidad del 1%. La formación de NOx se debe a la alta temperatura, la acumulación de oxígeno y el gran tiempo de reacción. En este estudio, debido a la presencia de hidrógeno

en la mezcla de combustible, el tiempo de reacción es corto y la acumulación de oxígeno es baja. La principal razón para obtener NOx altos es la alta temperatura de la cámara de combustión. Por lo tanto, a medida que aumenta el porcentaje de hidrógeno en la mezcla, aumenta el valor de NOx, y este valor es una corroboración a altas velocidades en comparación con el gas natural. A 6000 rpm, se puede ver que el contenido de NOx del combustible de hidrógeno es aproximadamente tres veces mayor que el del gas natural. En general, se puede concluir que, debido a las temperaturas más altas a altas velocidades, el valor de NOx en el caso de la adición de hidrógeno en la mezcla aumenta significativamente en comparación con el gas natural.

También se muestra los resultados de la comparación estadística del valor medio de los cambios en la emisión de hidrocarburos no quemados debido al aumento de la proporción de hidrógeno en la mezcla de combustible en comparación con el gas natural. Con el aumento en el porcentaje de hidrógeno para todas las velocidades del motor, la liberación de hidrocarburos no quemados en comparación con el gas natural tiene una disminución significativa al nivel de probabilidad del 1%. Esto se debe a la mayor velocidad de combustión y a la presencia de hidrógeno. En consecuencia, hay tiempo suficiente para una combustión completa y una expansión a toda la cámara de combustión.

El valor de CO se ve afectado por el porcentaje de hidrógeno en la mezcla. La disminución de CO es directamente atribuible a la combustión completa. Los resultados muestran que el valor de CO disminuyó significativamente por un aumento en el contenido de hidrógeno. El combustible de hidrógeno no contiene carbono. Además, el hidrógeno en la mezcla de combustible redujo el CO_2 en un 14% en comparación con el gas natural. Por lo tanto, el aumento de hidrógeno en la mezcla reduce el contenido de carbono y finalmente reduce el CO. Debido a la pre mezcla de combustible con aire en la primera etapa de la inyección y el combustible de inyección directamente dentro de la cámara de combustión en la

segunda etapa, se mejora la mezcla de combustible y, por lo tanto, da como resultado una combustión completa.[91]

- ✓ Efectos adversos al medio ambiente y a la salud por emisiones:

Los denominados óxidos de nitrógeno engloban tanto al monóxido (NO) como al dióxido de nitrógeno (NO_2). De las dos, es ésta última la principal forma química con efectos adversos sobre la salud; además, el NO se oxida con facilidad, dando lugar a NO_2 rápidamente una vez presente en la atmósfera.

Dichos efectos adversos son de muy diversa naturaleza, y se pueden producir sobre la salud humana (inflamación de las vías aéreas, afecciones de órganos, como hígado o bazo, o de sistemas, como el sistema circulatorio o el inmunitario, que propician a su vez infecciones pulmonares e insuficiencias respiratorias) y sobre el medio ambiente (acidificación y eutrofización de ecosistemas, afecciones metabólicas, limitación del crecimiento vegetal). Los procesos de acidificación pueden también afectar a las edificaciones.

Por otra parte, los NOx contribuyen igualmente de forma secundaria a la formación de partículas inorgánicas (por ser precursores del ácido nítrico, HNO_3, y por tanto del nitrato, NO_3- en partículas), y también actúan como precursores de la formación de ozono (O_3) y de otros contaminantes fotoquímicos (por ejemplo, al reaccionar con compuestos orgánicos volátiles, COVs), lo que potencialmente agrava las consecuencias mencionadas sobre la salud y el medio ambiente y conlleva efectos sobre el clima.[92]

Los hidrocarburos no quemados son hidrocarburos no quemados o quemados parcialmente que se emiten por el tubo de escape debido a una combustión

[91] ZAREEI, J., ROHANI, A., MAZARI, F., & MIKKHAILOVA, M. V. (2021). Numerical investigation of the effect of two-step injection (direct and port injection) of hydrogen blending and natural gas on engine performance and exhaust gas emissions. Energy, 231, 120957

[92] Óxidos de Nitrógeno. Ministerio para la protección ecológica y el reto demográfico. Vicepresidencia tercera del gobierno. Gobierno de España. Disponible en: https://www.miteco.gob.es/es/calidad-y-evaluacion-ambiental/temas/atmosfera-y-calidad-del-aire/calidad-del-aire/salud/oxidos-nitrogeno.aspx

incompleta. Son tóxicos y pueden provocar irritación en los ojos, en la piel y en los pulmones.

3.6 INFRAESTRUCTURA DEDICADA O LA CONVERSIÓN DE INFRAESTRUCTURA EXISTENTE

La producción de hidrógeno podría tener lugar en el lugar cerca de donde se utiliza. Sin embargo, esta no es siempre la opción de suministro más eficiente. Por ejemplo, en los casos en que los consumidores de hidrógeno se encuentran lejos de un gran suministro de electricidad renovable y tienen acceso a las redes de gas existentes, será rentable recibir hidrógeno a través de las redes de gas. La infraestructura de gas existente se puede utilizar, con algunas modificaciones, para transportar hidrógeno de forma segura. Además, la conexión a una red de hidrógeno aumenta significativamente la seguridad del suministro. El transporte por tuberías es mucho más barato en comparación con el transporte de hidrógeno por transporte marítimo, sin embargo, este último podría ser relevante para el transporte de hidrógeno a muy largas distancias (más allá de varios miles de kilómetros). El transporte de hidrógeno por tuberías puede tomar la forma de mezclar partes de hidrógeno con metano o puede ser un transporte de hidrógeno dedicado. La mezcla tiene sentido cuando los volúmenes de hidrógeno son pequeños, especialmente durante la década de 2020. Cuando los volúmenes de hidrógeno aumentan mientras que los volúmenes transportados de gas natural disminuyen, surgirá el transporte de hidrógeno dedicado, que inicialmente conectará los clústeres industriales y luego conectará las infraestructuras de hidrógeno regionales y nacionales.

El suministro de hidrógeno a todos los sectores de demanda también implica redes de distribución, así que debe destacarse que las redes de distribución desempeñarán un papel importante en la entrega de hidrógeno a consumidores finales (industriales).

3.6.1 Propiedades físicas de las tuberías de transmisión. Las tuberías de transmisión constituyen la mayor parte de la infraestructura y sirven para transportar gas desde los puntos de producción hasta los clientes industriales y las redes de distribución a través de tuberías de acero de gran diámetro y alta presión.

La investigación y las lecciones aprendidas de los primeros proyectos de hidrógeno de los TSOs [*Transmission System Operators for Gas* (Operadores de Sistemas de Transmisión de Gas)] de gas europeos muestran que las tuberías de hidrógeno dedicadas no difieren significativamente de las tuberías de gas natural. Las estimaciones actuales y la evidencia empírica de los TSOs indican que el costo de capital de una tubería de hidrógeno dedicada recién construida será de 10 – 50% más costosa que su homólogo de gas natural, aunque factores específicos de la región, como el dimensionamiento típico de las tuberías, afectan este rango. De manera similar, las tuberías de gas natural existentes necesitan pocas modificaciones para adaptarse al transporte de hidrógeno al 100%, ya que los materiales de la tubería generalmente también son adecuados para el transporte de hidrógeno. Las conversaciones iniciales con las empresas de fabricación sugieren que el costo de capital de reutilizar las tuberías existentes representa entre el 10% y el 25% del de construir nuevas tuberías de hidrógeno dedicadas. Los elementos principales del proceso de conversión incluyen la purga con nitrógeno para eliminar las partes indeseables, el monitoreo de las tuberías para identificar grietas, y sustituciones de válvulas en los casos en que estas últimas hayan estado operativas durante períodos prolongados. Además, las tuberías de gas natural convertidas en hidrógeno deben operar a una presión más baja, aunque esto puede evitarse agregando una capa de revestimiento interno. La relativa facilidad de conversión desde un punto de vista técnico y los modestos costos de reutilización son dos habilitadores claves de la visión de EHB (*European Hydrogen Backbone*).

La investigación relacionada con el diseño y las operaciones de válvulas para tuberías de hidrógeno dedicadas está en curso. Las pruebas iniciales muestran que

los requisitos técnicos en condiciones de funcionamiento estándar son comparables a los de las prácticas existentes para el gas natural.

3.6.2 Calidad e integridad estructural de hidrógeno. Otros factores a considerar al pasar del gas natural al hidrógeno incluyen la composición química y la pureza del gas, así como el impacto que tienen en la integridad estructural de la red. La pureza del hidrógeno utilizado en la red estará determinada por factores tanto del lado de la oferta como de la demanda.

En términos de impacto en la integridad estructural, debido a las diferencias en las propiedades químicas, el hidrógeno puede acelerar la degradación de la tubería a través de un proceso conocido como fragilización por hidrógeno, por el cual el hidrógeno induce grietas en el acero. Existe una variedad de soluciones para combatir esto, que incluyen:

1. aplicar un revestimiento interior para proteger químicamente la capa de acero;
2. raspado (monitoreo) de tuberías para verificar regularmente el ancho de las grietas;
3. estrategias operativas tales como mantener las presiones estables para prevenir la formación inicial de grietas;
4. utilizar acero de menor calidad y más dúctil.[93]

[93] WANG, A., VAN DER LEUN, K., PETERS, D., & BUSEMAN, M. (2020). European hydrogen backbone: How a dedicated hydrogen infrastructure can be created.

4. COMPORTAMIENTO DE PARÁMETROS DE INTERCAMBIABILIDAD CONSIDERANDO FUENTES DE GAS NATURAL EN COLOMBIA

Como se ha indicado en capítulos anteriores, una alternativa para el uso del hidrógeno (derivado de energías renovables) como parte de la canasta energética es mediante su incorporación en la red de gas natural como un medio viable para almacenamiento y transporte. Sin embargo, los cambios en las propiedades de combustión del gas natural tras la adición de hidrógeno pueden afectar el rendimiento del equipo de uso final conectando a la red de gas.

Dado que las energías eólicas y solar son 'intermitentes', el uso de la red de gas natural en países con una infraestructura de gas bien desarrollada para actuar como amortiguador es un tema común en la literatura sobre políticas, enfatizando la necesidad de enfoques integrados a lo largo de toda la cadena de valor de la electricidad y el gas. Se ha previsto un papel cada vez más importante del hidrógeno como portador de energía, especialmente en períodos de sobreproducción de electricidad renovable, en comparación con la capacidad de la infraestructura eléctrica.

Aunque se han realizado varios estudios como los descritos anteriormente, sobre el flujo de la mezcla de gas natural e hidrógeno en tuberías, la mayoría de estas simulaciones considera que el gas natural está compuesto en su totalidad por CH_4; sin embargo, en realidad, el gas natural incluye una variedad de gases como metano (CH_4), etano (C_2H_6), propano (C_3H_8) entre otros. Su composición varía según las fuentes de gas disponibles.

La influencia de una fracción de hidrógeno puede estar relacionada con la composición real del gas de una red de tuberías específica. Por lo tanto, los estudios deben basarse en la situación real en términos de analizar el flujo de la tubería y revisar el impacto en la inyección de hidrógeno. La base de cualquier estudio

requiere una descripción detallada de las propiedades de la mezcla gas natural e hidrógeno en lugar de una mezcla de CH_4 con H_2.

Es de gran importancia para los fabricantes de gasodomésticos, distribuidores y comercializadores de gas, diseñadores e instaladores, y demás agremiaciones, entes privados y gubernamentales el conocimiento del fenómeno de intercambiabilidad de gases y las posibles implicaciones que trae sobre el desempeño de los artefactos y la seguridad de los usuarios.

Se dice que la intercambiabilidad es la medida del grado en que las características de combustión de un gas son compatibles con la de otro gas. Se dice que dos gases son intercambiables cuando un gas puede ser sustituido por otro sin interferir con la operación de los equipos de combustión[94].

Los problemas de la intercambiabilidad se van a traducir en fenómenos de combustión que van a afectar el desempeño de los equipos de combustión y las emisiones que se generan como producto de la combustión. En cualquier caso, lo que se desea es que los equipos operen siempre dentro del intervalo óptimo para el cual fueron diseñados y ensayados. Los principales inconvenientes derivados de los problemas de intercambiabilidad se pueden ver en el cuadro 20.

Cuadro 20. Problemas de intercambiabilidad del H_2

RELACIONADOS CON FENÓMENOS DE COMBUSTIÓN	**RELACIONADOS CON LA NATURALEZA DE LAS EMISIONES**
Puntas de llama amarillas	Monóxido de carbono (CO)
Desprendimiento de la llama del quemador	Óxidos de nitrógeno (NOx)
Apagado de la llama	Hidrocarburos sin quemar (CxHy)
Autoignición del gas	
Problemas de dinámica de la llama	
Retroceso de llama	

[94] PROMIGAS, (2017). Intercambiabilidad de Gas. Foro de Operaciones de Gas.

Fuente: ORTÍZ, J. (2014) M., & Energy, P. de la INTERCAMBIABILIDAD del Gas Natural.

Cuando existen inconvenientes de intercambiabilidad se generan simultáneamente varios de los problemas relacionados en el cuadro 20. No obstante, los problemas que se presenten no solo van a depender del gas sino también de la tecnología del equipo de combustión. Entre los equipos sensibles de sufrir problemas de desempeño, eficiencia e inconvenientes de seguridad, como consecuencia de problemas de intercambialidad, están:

- Los gasodomésticos (estufas, calentadores, secadoras, chimeneas, calefactores, etc.),
- Otros como calderas, hornos, intercambiadores de calor de llama directa e indirecta, motores reciprocantes (ejemplo: GNV y plantas) y
- turbinas de combustión empleadas en generación térmica.

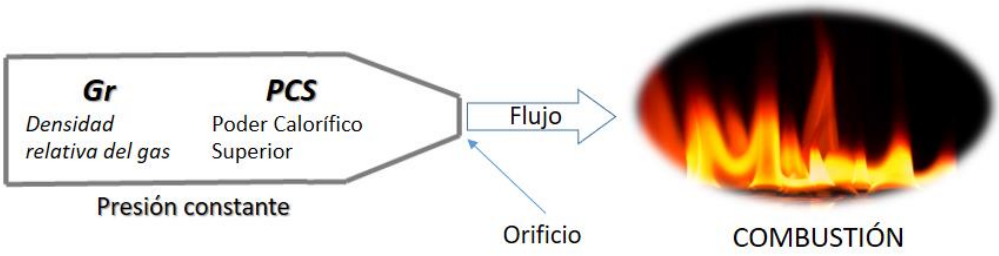
Teniendo en cuenta la resolución 050 de 2018 de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) del Ministerio de Minas y Energía, por la cual se complementan las especificaciones de calidad para la intercambiabilidad de gases en el Sistema Nacional de Transporte de Gas, en el numeral 6,3 Calidad de gas, cuadro 7. Especificaciones de Calidad de Gas Natural, se hace referencia a dos parámetros para el control de la calidad del gas que se transporta por tuberías, dichos parámetros son el Índice de Wobbe y el poder calorífico los cuales se describen a continuación.

4.1 PARÁMETROS DE INTERCAMBIABILIDAD

4.1.1 Índice de Wobbe (IW). A pesar de haber sido desarrollado en 1927, el índice de Wobbe es el parámetro simple de mayor importancia en la intercambiabilidad de

gases. Éste parámetro sigue siendo vigente en la actualidad, y seguirá siéndolo pues fue conceptualizado a partir de los fundamentos básicos de operación de los quemadores. El índice de Wobbe se basa en la descripción física del fenómeno de flujo de gas a través de un orificio de área constante que funciona como inyector o puerto de entrada de energía a un quemador. A continuación, su descripción gráfica:

Figura 41. Representación gráfica del índice de Wobbe



Fuente: ORTÍZ, J. (2014) M., & Energy, P. de la INTERCAMBIABILIDAD del Gas Natural.

El flujo de gas en términos de la entrada de energía al quemador $(Q_{energía})$ es equivalente al producto entre el poder calorífico superior del gas *(PCS)* y el caudal volumétrico Q_v.

$$Q_{energía} = PCSxQ_v \qquad [3]$$

A presión constante, el caudal volumétrico a través de un orificio fijo es inversamente proporcional a la raíz cuadrada de su densidad relativa (G_r), siendo la densidad relativa el cociente entre la densidad del gas y la densidad del aire a las mismas condiciones de presión y temperatura.

$$Q_v \propto \frac{1}{\sqrt{G_r}} \quad [4]$$

De esta manera, Wobbe estableció una proporcionalidad que combinaba las ecuaciones de flujo de entrada de energía al quemador y de la hidráulica asociada al flujo de gas.

$$Q_{energía} \propto \frac{PCS}{\sqrt{G_r}} = Índice\ de\ Wobbe\ (IW) \quad [5]$$

El IW representa entonces la energía del gas que es inyectado a un quemador. A partir de este planteamiento Wobbe formuló las siguientes observaciones:

- La energía que suministra un quemador es directamente proporcional al caudal volumétrico de gas que ingresa al quemador (considerando que el diámetro y la presión en el inyector son constantes).
- La velocidad del flujo a través de un orificio dado, a presión constante es inversamente proporcional a la densidad relativa del gas.
- El poder calorífico de un gas es directamente proporcional a su gravedad específica.

Cuanto mayor sea el IW, mayor será la energía asociada al flujo de gas que pasa a través de un orificio o inyector de determinado tamaño para alimentar un quemador. Dado que, en la mayoría de aparatos de combustión, el flujo de gas se regula haciendo pasar el gas a través de un orificio, la gran utilidad del IW consiste en que, para cualquier orificio, todos los gases que tengan el mismo IW van a suministrar la misma cantidad de energía. De esta manera, el IW es un indicador sencillo, fácil de usar y que brinda una buena descripción genérica de la intercambiabilidad.

En la práctica, actualmente la mayoría de equipos de combustión de carácter doméstico o industrial soportan variaciones del IW de hasta ± 5%. Sin embargo, la debilidad del IW consiste en su incapacidad para predecir la ocurrencia de fenómenos de combustión indeseados como aquellos que se mencionaron anteriormente[95].

Según la CREG, El Índice de Wobbe aceptado está entre 46,6 MJ/m^3 y 52,7 MJ/m^3

4.1.2. Poder calorífico superior. Se define como la cantidad de calor que sería liberado por la combustión completa con oxígeno de una cantidad específica de gas, de manera que la presión a la cual se produce la reacción permanece constante, y todos los productos de combustión son llevados a la misma temperatura especificada de los reactantes; estando todos estos productos en estado gaseoso, excepto el agua formada por la combustión, la cual es condensada al estado líquido a la temperatura especificada.[96]

Como el poder calorífico superior representa la cantidad de energía obtenida por unidad de volumen, se puede decir que si se intercambian el gas natural con el hidrógeno el poder calorífico disminuye ya que el poder calorífico del hidrógeno es menor y por ende la cantidad de energía obtenida por unidad de volumen también es menor.

Una de las principales características del hidrógeno es su baja densidad. Esto quiere decir que, frente a otros elementos, el peso de una unidad de volumen de hidrógeno es mínimo. De aquí se deriva uno de los principales problemas, que tiene que ver con su almacenamiento. El hidrógeno tiene un gran poder calorífico por unidad de masa, pero la baja densidad tiene como resultado que éste poder calorífico sea mínimo por unidad de volumen.

[95] ORTÍZ, J. (2014) M., & Energy, P. de la INTERCAMBIABILIDAD del Gas Natural
[96] CREG 050 2018

Con lo anterior, se puede decir que, a medida que aumenta el porcentaje de hidrógeno mezclado en el gas natural, el poder calorífico desciende, es decir, se requiere mayor volumen de la mezcla para entregar la misma cantidad de energía por unidad de volumen.

4.1.3 Densidad relativa. Es la cantidad de masa de una sustancia por unidad de volumen. La densidad relativa es la relación existente entre la densidad de la sustancia evaluada y la densidad de otra sustancia de referencia. El valor de esta propiedad para el caso de los gases, indica cuantas veces es más o menos pesado un determinado gas con relación al aire.

$$d_{gas} = \frac{\rho_{gas}}{\rho_{aire}} \qquad [6]$$

Donde,

d_{gas}	Densidad relativa del gas
ρ_{gas}	Densidad estándar del gas
ρ_{aire}	Densidad estándar del aire

El gas natural es mucho más liviano que el aire (relación peso – volumen) lo que le permite propagarse rápidamente en la atmósfera[97].

En cuanto al hidrógeno, la baja densidad del hidrógeno, tanto si se encuentra en estado líquido como en estado gaseoso, da lugar también a una densidad de energía reducida. Dicho de otra manera, un volumen dado de hidrógeno contiene menos energía que el mismo volumen de otros combustibles.[98]

[97] SALAZAR, E. Y. U., Munera, B. A. H., & Bedoya, I. D. (2019). Estudio teórico, numérico y experimental de la intercambiabilidad del gas natural en Antioquia. DYNA: revista de la Facultad de Minas. Universidad Nacional de Colombia. Sede Medellín, 86(208), 346-354.

[98] Naval, L. C. C. D. I. ESTUDIO COMPARATIVO DEL USO DE HIDRÓGENO FRENTE A COMBUSTIBLES FÓSILES EN MOTORES DE COMBUSTION INTERNA EN BUQUES.

Por lo anterior, se puede decir que, al mezclar hidrógeno en el gas natural, ésta mezcla va a aportar menos valor energético que el gas natural sin mezclar.

La tendencia a la autoignición es un fenómeno que se presenta principalmente en combustibles para motores de combustión interna, y equipos como las turbinas, esta tendencia ha sido analizada por medio de diferentes escalas de resistencia, como el número de octanos (ON) o el número de metanos (MN), según sea el caso. Al realizar una evaluación por medio del método del número de metanos (MN) se realiza una comparación entre una mezcla de hidrógeno/metano, y un gas combustible como el gas natural; evaluando los equipos vinculados al proceso. Es por medio del análisis de los valores adimensionales resultantes, que se encuentran en un rango en el cual, los límites representan su asociación con cada uno de los integrantes de la mezcla guía.

Comparando el número de metano del gas natural con el de la mezcla con diferentes fracciones de hidrógeno y teniendo en cuenta que la resistencia a la autoignición, afecta negativamente el rendimiento del proceso, si no se mantiene el número de metanos en un rango de 80 a 120 y con baja variabilidad; se puede definir la autoignición como un fenómeno anormal de combustión, que causa un sonido audible y se presenta como una reacción de oxidación violenta, produciendo un aumento inesperado de la temperatura y la presión, degradando los materiales utilizados en los equipos y así causándoles corrosión.[99]

4.2 METODOLOGÍA

El presente estudio se basa en la intercambiabilidad de gas natural con diferentes fracciones de gas de hidrógeno en donde se analizarán algunos parámetros que

[99] SAAVEDRA, J., MERINo, L., GÓMEZ, M., & KAFAROV, V. (2014). Optimización de la combustión utilizando como criterios de evaluación el índice de Wobbe y el número de metano. Iteckne, 11(1), 76-83

influyen al realizar la mezcla del hidrógeno en el gas natural. Inicialmente se realiza la recopilación de los datos a tratar, luego el estudio de los mismos analizando los parámetros de intercambiabilidad en las corrientes de gas en estudio y posteriormente enunciar los resultado y conclusiones.

4.2.1 Recopilación de datos. Para el presente estudio se tienen en cuenta las composiciones de los gases más representativos de la región para determinar la viabilidad de mezclar hidrógeno en las redes de transporte de gas natural en Colombia. Se han tomado como referencia 6 corrientes diferentes a las cuales se han llamado A, B, C, D, E y F. y los estudios de los diferentes parámetros se realizan con los datos proporcionados en las diferentes cromatografías[100] de los gases en estudio.

Las composiciones de los diferentes gases en estudio las podemos observar en el cuadro 21.

Cuadro 21. Composición de los diferentes gases en estudio (% molar) de campos colombianos

COMPONENTE	A	B	C	D	E	F
Metano (CH_4)	97,971	95,014	82,845	82,470	92,541	97,327
Etano (C_2H_6)	0,252	1,443	10,201	10,417	3,566	0,723
Propano (C_3H_8)	0,053	0,179	3,361	3,601	1,732	0,187
Iso-butano (C_4H_{10})	0,021	0,064	0,529	0,519	0,356	0,039
n-butano (C_4H_{10})	0,008	0,044	0,484	0,478	0,490	0,052
Iso-pentano (C_5H_{12})	0,008	0,021	0,103	0,090	0,164	0,015
n-pentano (C_5H_{12})	0,002	0,011	0,049	0,038	0,091	0,015
Hexano (C_6H_{14})	0,015	0,023	0,021	0,023	0,090	0,021
Heptano (C_7H_{16})	---	---	---	---	---	0,015
Octano (C_8H_{18})	---	---	---	---	---	0,007

[100] Las cromatografías son proporcionadas por TGI (www.tgi.com.co)

Posteriormente, se procede a identificar los parámetros más importantes a tener en cuenta en el proceso de intercambiabilidad, los cuales se relacionan en el cuadro 22.

Cuadro 22. Comparación de propiedades de los gases

PROPIEDAD	A	B	C	D	E	F	H_2
Densidad relativa	0,565	0,5902	0,6700	0,6800	0,6117	0,5706	0,0813
Poder calorífico seco (MJ/m^3)	37,12	37,06	42,54	42,73	40,27	37,60	12,5
Índice de Wobbe (MJ/m^3)	49,36	48,24	51,72	51,84	51,54	49,61	43,84

4.2.2 Tratamiento de los datos. A continuación, se definirá cada uno de los parámetros aplicados en éste estudio y sus respectivas ecuaciones.

- ✓ **Índice de Wobbe**

El índice de Wobbe de las mezclas de gas natural e hidrógeno (asumiendo que el hidrógeno ocupa x% del volumen en la mezcla de combustible) están dados por las siguientes ecuaciones[101]:

$$PCS_{Mez} = (1 - x\%)PCS_{GN} + x\%PCS_{H_2} \quad [7]$$

[101] (ZHAO, Op. Cit., p. 12243)

Donde,

PCS_{Mez}	Poder calorífico superior de la mezcla
PCS_{GN}	Poder calorífico superior del gas natural
PCS_{H_2}	Poder calorífico superior del hidrógeno
$x\%$	Fracción de hidrógeno en el gas natural

$$IW_{Mez} = \frac{PCS_{Mez}}{\sqrt{\frac{(1-x\%)\rho_{GN} + x\%\rho_{H_2}}{\rho_{aire}}}} \quad [8]$$

Donde,

IW_{Mez}	Índice de Wobbe de la mezcla
PCS_{Mez}	Poder calorífico superior de la mezcla
ρ_{GN}	Densidad del gas natural
ρ_{H_2}	Densidad del hidrógeno
ρ_{aire}	Densidad del aire
$x\%$	Fracción de hidrógeno en el gas natural

- ✓ **Poder calorífico**

El poder calorífico es calculado con la ecuación 9 que se describe a continuación:

$$PCS_{Mez} = (1-x\%)PCS_{GN} + x\%PCS_{H_2} \quad [9]$$

Donde,

PCS_{Mez}	Poder calorífico superior de la mezcla
PCS_{GN}	Poder calorífico superior del gas natural
PCS_{H_2}	Poder calorífico superior del hidrógeno

$x\%$ Fracción de hidrógeno en el gas natural

Usando ésta ecuación se puede determinar cómo varía el poder calorífico de la mezcla en función del contenido volumétrico del hidrógeno.

- ✓ **Densidad relativa**

La densidad relativa es calculada con la ecuación 10 que se describe a continuación:

$$\rho_{Mez} = (1 - x\%)\rho_{GN} + x\%\rho_{H_2} \quad [10]$$

Donde,

ρ_{Mez} Densidad de la mezcla
ρ_{GN} Densidad del gas natural
ρ_{H_2} Densidad del hidrógeno
$x\%$ Fracción de hidrógeno en el gas natural

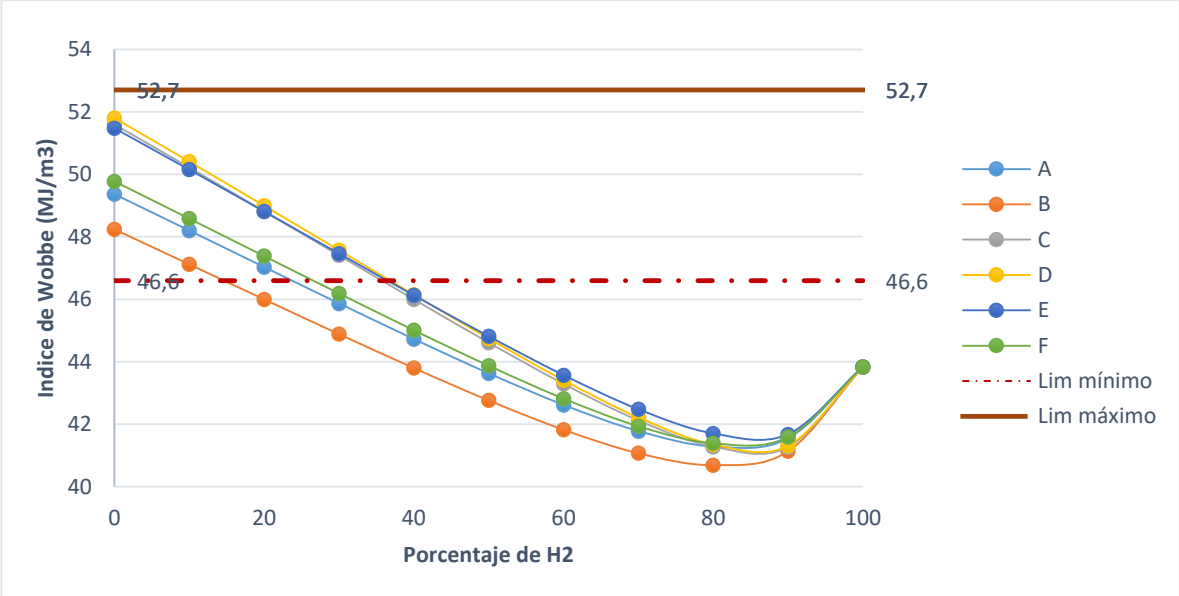
Usando ésta ecuación se puede determinar cómo varía la densidad relativa de la mezcla en función del contenido volumétrico del hidrógeno.

4.3 APLICACIÓN DE LOS PARÁMETROS DE INTERCAMBIABILIDAD EN DIFERENTES CORRIENTES DE GAS NATURAL EN COLOMBIA

Con el fin de analizar el efecto de la adición de hidrógeno al gas natural de campos de gas que llegan a la red de transporte en Colombia, se plantean varias mezclas de diferentes proporciones de hidrógeno/gas natural y se analizará el efecto de los diferentes parámetros descritos anteriormente en la mezcla realizada de gas natural/hidrógeno.

✓ **Índice de wobbe**

Figura 42. Variación del Índice de Wobbe en mezclas de H_2/GN



Teniendo en cuenta la resolución 050 de 2018 de la CREG, se estudiará en comportamiento del Índice de Wobbe en la mezcla de hidrógeno en los diferentes gases en estudio.

El parámetro para verificar la intercambiabilidad de gases inyectados al Sistema Nacional de Transporte será el Número de Wobbe, el cual deberá estar dentro del rango establecido por la resolución mencionada anteriormente y será de:

Cuadro 23. Especificación índice de Wobbe según la CREG

ESPECIFICACIÓN	SISTEMA INTERNACIONAL	SISTEMA INGLÉS
Número de Wobbe	Entre 46,6 MJ/m^3 y 52,7 MJ/m^3	Entre 1250,0 BTU/ft^3 y 1414,7 BTU/ft^3

Fuente: CREG, 050 de 2018

Teniendo en cuenta el cuadro 23 y la figura 42 se puede observar que el índice de Wobbe varía con la composición del gas y con la inyección de los diferentes porcentajes de hidrógeno de la siguiente forma:

- Al gas B se le puede adicionar una fracción de H_2 del 15% aproximadamente para que cumpla con lo exigido por la CREG, si se le adiciona más de éste porcentaje quedaría por fuera y no cumpliría con la regulación colombiana.
- El gas A se saldría del límite establecido por la CREG con una adición mayor del 23% de H_2 aproximadamente.
- El gas F se saldría del límite establecido por la CREG con una adición mayor del 27% de H_2 aproximadamente.
- El gas C D y E se saldría del límite establecido por la CREG con una adición mayor del 36% de H_2 aproximadamente.

Con la aplicación del índice de Wobbe, parámetro de eficiencia, se puede decir que el gas B es el gas al que se le puede inyectar el menor porcentaje de hidrógeno de todos los gases en estudio, ya que tiene el menor valor de poder calorífico y por ende el menor valor en el índice de Wobbe. Por el contrario, el gas que más porcentaje se puede inyectar es el gas D, ya que tiene el mayor valor de poder calorífico y por ende el mayor valor en el índice de Wobbe.

También se puede observar que al agregar H_2 al gas natural el número de Wobbe disminuirá de forma constante hasta aproximadamente 80% de H_2, lo que refleja el hecho de que en este rango el valor calorífico de la mezcla disminuye más rápidamente que la raíz cuadrada de la densidad. A una fracción de hidrógeno alta, el número de Wobbe nuevamente comienza a aumentar, donde se presenta un punto de inflexión finalmente al valor de hidrógeno puro. En el primer rango mencionado, se evidencia una disminución de la cantidad de energía a medida que aumenta el hidrógeno.

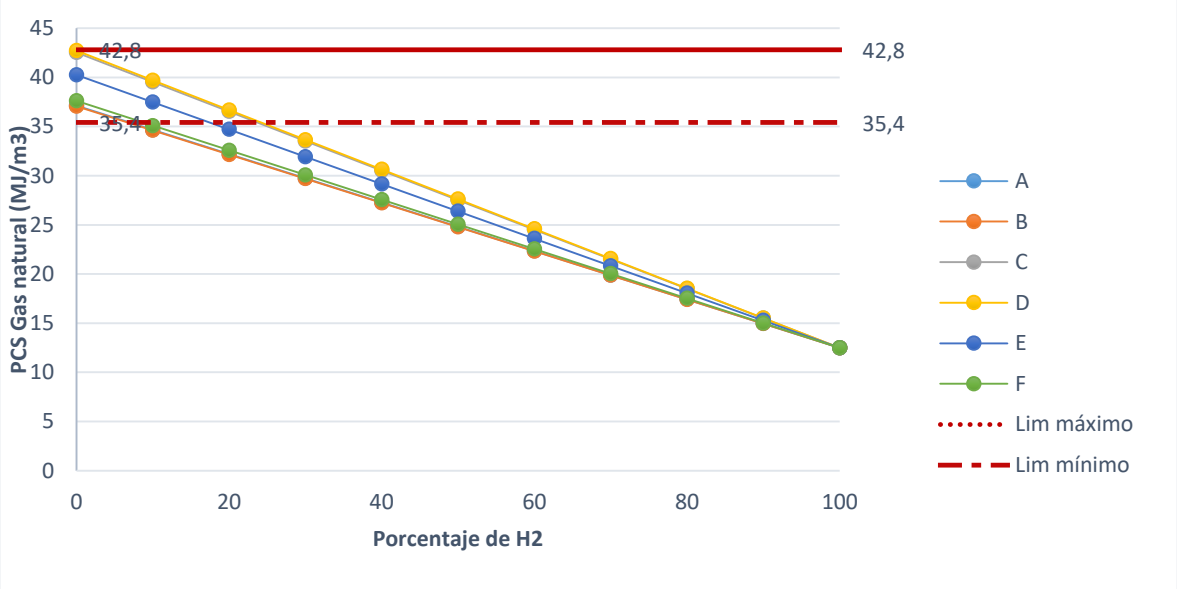
También se puede observar que el 100% de hidrógeno tiene un índice de Wobbe idéntico en (40% a 60% de adición de H_2) para los gases en estudio, sin embargo,

las propiedades del combustible de estas clases de combustibles, por ejemplo, la inflamabilidad, la velocidad de la llama y la temperatura de la llama serán muy diferentes, y el rendimiento de la combustión diferirá significativamente. Lo anterior implica que, aunque el índice de Wobbe predice el contenido de energía, no puede usarse como el único factor de intercambiabilidad de combustible para dispositivos de combustión.

El índice de Wobbe es un parámetro muy importante en la intercambiabilidad de gases, sin embargo, desde la perspectiva del uso final, dicho parámetro por sí solo no es suficiente para realizar un buen control de la intercambiabilidad. Por lo anterior, se debe tener en cuenta, de forma complementaria, varios parámetros adicionales tales como el poder calorífico, la densidad relativa, número de metanos, entre otros.

- ✓ **Poder calorífico**

Figura 43. Variación del PCS en mezclas de H_2 / GN



Otro parámetro a analizar es el poder calorífico superior que también está regulado, el cual deberá estar dentro del rango establecido por la CREG y que será de:

Cuadro 24. Especificación Poder calorífico superior según la CREG

ESPECIFICACIÓN	SISTEMA INTERNACIONAL	SISTEMA INGLÉS
Máximo Poder calorífico superior (GHV)	42,8MJ/m^3	1150 BTU/ft^3
Mínimo Poder calorífico superior (GHV)	35,4 MJ/m^3	950 BTU/ft^3

Fuente: CREG, 050 de 2018

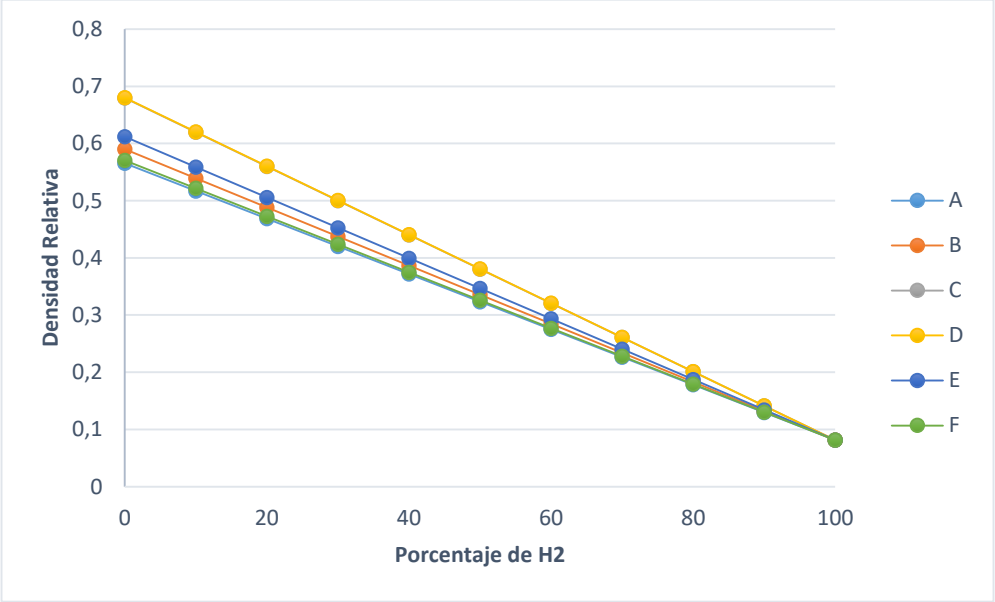
Teniendo en cuenta el cuadro 24 y la figura 43 se puede observar que el poder calorífico varía con la composición del gas y con la inyección de los diferentes porcentajes de hidrógeno de la siguiente forma:

- A los gases A y B se le puede inyectar hasta el 7% de H_2 aproximadamente ya que son los gases que contienen el valor más bajo de PCS de los estudiados y pasaría del límite que establece la CREG.
- A los gases E y F se les puede inyectar hasta el 10% y 18% de H_2 aproximadamente respectivamente y estar dentro de los límites permitidos.
- A los gases C y D se les puede inyectar hasta el 25% de H_2 aproximadamente y estar dentro de los límites permitidos.

En la figura 43 se observa una disminución lineal del poder calorífico en cada gas natural en estudio a medida que aumenta el porcentaje de H_2 en el gas, por lo tanto, se debe consumir un mayor volumen de mezcla de gas para satisfacer las mismas necesidades energéticas.

✓ **Densidad relativa**

Figura 44. Variación de la densidad relativa en mezclas de H_2 / GN



Teniendo en cuenta la figura 44, se observa que el gas que contiene menor densidad relativa es el A, seguido, del F, B, E, C hasta llegar al D que tiene el mayor valor de densidad relativa de los gases en estudio.

El hidrógeno tiene un alto contenido energético en peso, pero no en volumen, es decir, el hidrógeno tiene una densidad energética mucho menor que el gas natural en términos volumétricos. Por lo anterior, se observa en la gráfica 44 una disminución lineal de la densidad en cada gas natural en estudio a medida que aumenta el porcentaje de H_2 en el gas ya que se requeriría un mayor volumen de H_2 para obtener el mismo contenido de energía en comparación al consumo de gas natural puro. Por lo tanto, una mezcla del 5% de hidrógeno en volumen no es equivalente en un desplazamiento del 5% del consumo de combustibles fósiles.

4.4. RESULTADOS Y CONCLUSIONES

Para éste trabajo se tuvo en cuenta la información de cromatografías de 6 corrientes de gas natural representativos de diferentes campos que llegan a la red de transporte en Colombia evaluando tanto su composición como los parámetros a estudiar que son: El índice de Wobbe, poder calorífico superior, densidad relativa y el número de metano.

En la figura 42, donde se analiza el IW calculado, se establecieron los límites mínimo y máximo de éste parámetro permitido por la CREG y se observó que los gases B, A, y F, con una adición superior del 15, 23 y 27% de hidrógeno respectivamente, se saldrían del rango regulado por la CREG y no se cumpliría con éste parámetro para efectos de intercambiabilidad. Los gases C, D y E con una adición superior al 36% de hidrógeno se saldría del rango regulado por la CREG.

En la figura 43, donde se analiza el poder calorífico calculado, se establecieron los límites mínimo y máximo de éste parámetro permitido por la CREG y se observó que los gases A y B con una inyección superior al 7% de hidrógeno se saldría del rango regulado por la CREG y no cumpliría con éste parámetro para efectos de intercambiabilidad. Los gases E y F con una inyección de hidrógeno superior al 10 y 18% respectivamente se saldrían del rango regulado por la CREG. Los gases C y D con una inyección de hidrógeno superior al 25% de hidrógeno se saldría den rango regulado por la CREG.

En la figura 44, se observa que el gas que contiene menor densidad relativa es el A, seguido del F, B, E, C hasta llegar al D que tiene el mayor valor de densidad relativa de los gases en estudio.

En las figuras 43 y 44 se observa una disminución lineal del poder calorífico superior y la densidad relativa a medida que aumenta el porcentaje de hidrógeno inyectado al gas natural, por lo tanto, se debe consumir un mayor volumen de mezcla de gas para satisfacer las mismas necesidades energéticas.

La adición de hidrógeno en la red de tuberías de gas natural podría tener un impacto en la degradación a lo largo del tiempo de los materiales que se utilizan actualmente para el almacenamiento, transporte, distribución y uso del gas natural. La compatibilidad de estos materiales con el gas natural, incluidos el hidrógeno, depende de la proporción de hidrógeno inyectado al gas y se debe evaluar con respecto a varios criterios: la permeabilidad del hidrógeno a través de materiales metálicos, pérdida de integridad de estos materiales y una adecuada planeación en el servicio, seguimiento y mantenimiento de equipos.

5. CONCLUSIONES

En la actualidad, debido a los altos costos de inversión inicial, el desarrollo de la industria del hidrógeno encuentra una barrera para su desarrollo al no contar con infraestructura de transporte de hidrógeno dedicada, en consideración a lo anterior, es económicamente viable el uso de las tuberías de gas natural existentes para transportar mezcla de hidrógeno y gas natural, facilitando no solo la distribución del hidrógeno sino también su almacenamiento a gran escala y en periodos de tiempo prolongados.

Para el caso colombiano, con proporciones bajas, el hidrógeno podría mezclarse con gas natural en las redes de gas natural existentes sin grandes desafíos técnicos. Se debe evaluar la infraestructura, considerando también la fragilización por hidrógeno en las tuberías, la integridad de los equipos, el aseguramiento de los mismos pero, teniendo en cuenta el concepto de intercambiabilidad de gases, el máximo porcentaje de hidrógeno que se le puede inyectar al gas natural, de las diferentes corrientes analizadas, sería del 7% para dar cumplimiento a la CREG; sin embargo, se debe tener en cuenta que éste porcentaje puede ser menor si se tienen en cuenta las restricciones de otros elementos de la cadena y de usos finales de gas tales como: gasodomésticos, motores de combustión interna, turbinas a gas, etc.

Teniendo en cuenta que el contenido energético por unidad de volumen del hidrógeno es menor que el del gas natural, para una misma capacidad de transporte en volumen de un gasoducto particular, la capacidad de transporte en energía disminuye proporcionalmente con el aumento del porcentaje de hidrógeno en la mezcla de gas natural; este aspecto es especialmente importante para los operadores de redes de transporte ya que su capacidad comercial viene dada en términos energéticos. Para el caso de un fluido de gas natural colombiano, si se mezcla un 7% de hidrógeno al gas natural se requeriría de 4,65% más de la mezcla

para compensar la disminución del poder calorífico de la mezcla de gas natural – hidrógeno.

La adición de hidrógeno al gas natural tiene un efecto beneficioso en términos de mejorar las propiedades de combustión y reducir las emisiones contaminantes. Un sistema de transporte que utilice gas natural que contenga hidrógeno sería una forma eficaz de mitigar los problemas medioambientales ya que se esperaría una reducción significativa en la emisión de óxidos de nitrógeno, monóxido de carbono e hidrocarburos de los automóviles cuando se alimentan con esta mezcla.

Cuando se utiliza una tubería de gas natural existente para transportar una mezcla de hidrógeno / gas natural, es necesario evaluar la influencia de cada fracción de hidrógeno en el proceso de transporte para garantizar la viabilidad, seguridad y economía de dichos sistemas. Aunque se han realizado varias simulaciones en estudios anteriores sobre el flujo de la mezcla en una tubería, la mayoría de éstas simulaciones considera que el gas natural está compuesto en su totalidad por CH_4; sin embargo, en realidad el gas natural incluye una variedad de gases como metano (CH_4), etano (C_2H_6), propano (C_3H_8) y otros. Su composición varía según las fuentes de gas disponibles.

Teniendo en cuenta el comportamiento de los diferentes parámetros evaluados (PC e IW) con la adición de hidrógeno al gas natural, así como también los límites regulatorios establecidos para estos, es importante aclarar que desde el punto de vista operativo no es suficiente con definir un porcentaje máximo de hidrógeno para mezcla en las redes de transporte si este va asociado con el cumplimiento de los parámetros de calidad de gas en la mezcla resultante. Es decir, dependiendo de la fuente de gas natural, en unos gasoductos será posible ingresar mayor cantidad de hidrógeno que en otros.

En consideración a lo anterior, dando cumplimiento a los parámetros de intercambiabilidad de gas, el porcentaje máximo de hidrógeno mezclado en las redes de transporte estará asociado al impacto que este pueda generar en los usuarios finales: limitaciones en combustión, seguridad y medio ambiente, tal como se describió en el capítulo anterior.

6. RECOMENDACIONES

Evaluar de manera experimental las diferentes metodologías aplicables en el mezclado de hidrógeno con gas natural, de tal forma que se pueda determinar los mecanismos idóneos para el control de parámetros de calidad de gas en los puntos de entrada a las redes de transporte, garantizando el cumplimiento de las diferentes especificaciones definidas regulatoriamente.

Consolidar el inventario de características técnicas asociadas a los diferentes elementos que hacen parte de las redes de transporte de gas en Colombia, así como también determinar la afinidad de los materiales que componen las estructuras existentes con las diferentes mezclas de hidrógeno, por ejemplo, comportamiento de materiales (metálicos y no metálicos) que hacen parte de componentes asociados a elementos tales como: tuberías, válvulas, sellos, estaciones de compresión, etc.

Determinar mediante ensayos de laboratorio el impacto de la mezcla de hidrógeno y gas natural en el desempeño y seguridad asociados a los elementos de uso final que se abastecen con dicha mezcla de gas; considerando, entre otros, calderas, hornos, calentadores y gasodomésticos.

Sería importante adelantar estudios de viabilidad técnica y económica para el transporte de hidrógeno por tubería o incluso por otros mecanismos teniendo en cuenta la ruta del hidrógeno en Colombia, la ambición para el año 2050 en la cual el hidrógeno tendrá un gran número de aplicaciones, lo que conlleva a un gran aumento de la demanda tanto a nivel nacional como internacional. Durante el período comprendido entre los años 2030 – 2050 comenzará la exportación a otras

geografías y se habilitarán las aplicaciones de menor madurez tecnológica y así cumplir con el objetivo que tiene la hoja de ruta del hidrógeno que es el de contribuir al desarrollo e implementación del hidrógeno en Colombia reforzando así el compromiso del gobierno con la reducción de emisiones de acuerdo con los objetivos del Acuerdo de París del 2015.

BIBLIOGRAFIA

ABDIN Z., Zafaranloo A., Rafiee A., Mérida W., Lipiński W., Khalilpour K. (2020). Hydrogen as an energy vector. Renewable and Sustainable Energy Reviews. Vol 120. ISSN 1364-0321.

ALLIAT,I.,Florisson, O.,Lovesmith, G.B.,2009.The value of the existing natural gas system for hydrogen, the sustainable future energy carrier: progress obtained in the NATURALHY-project, <https://www.coleurope.eu/content/studyprogrammes/eco/conferences/Files/Papers/Florisson_The_NATURALHY_Project.pdf> (acceso 14 Mayo 2020)

ASENCIO, P. (2007). Hidrógeno y pila de combustible. Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid [en línea]. Disponible en: http://www. fenercom. com/pdf/publicaciones/cuadernos-energias-renovables-paratodos-hidrogeno-y-pila-de-combustible. pdf [última consulta: 07 Abril 2020].

BASSO, G. L., NASTASI, B., GARCIA, D. A., & CUMO, F. (2017). How to handle the Hydrogen enriched Natural Gas blends in combustion efficiency measurement procedure of conventional and condensing boilers. Energy, 123, 615-636.

BERGER, R. (2017). Development of Business Cases for Fuel Cells and Hydrogen Applications for Regions and Cities. Hydrogen Injection into the Natural Gas Grid.

BLANC, P., Zafar, M., Levy, J., & Gupta, P. (2020). Innovation Insights Brief-Five Steps to Energy Storage.

BOIVNET, X. A Dunkerque, GRHYD injecte 20% d'hydrogène dans le réseau de gaz naturel, 12.06.2019, Industries et Technologies

BOULEDROUA, O., HAFSI, Z., DJUKIC, M. B., & ELAOUD, S. (2020). The synergistic effects of hydrogen embrittlement and transient gas flow conditions on integrity assessment of a precracked steel pipeline. International Journal of Hydrogen Energy.

CARDONA, I. H. (2012). Desarrollo de nuevos materiales de electrodo para la obtención de Hidrógeno a partir de la electrólisis alcalina del agua (Doctoral dissertation, Universitat Politècnica de València).

DAWOOD F., Anda M. Shafiullah G. (2020). Hydrogen production for energy: An overview. International Journal of Hydrogen Energy. 45, 7, 3847-3869.

DOLCI, F., Thomas, D., Hilliard, S., Guerra, C. F., Hancke, R., Ito, H., ... & Lucchese, P. (2019). Incentives and legal barriers for power-to-hydrogen pathways: An international snapshot. International Journal of Hydrogen Energy, 44(23), 11394-11401.

ELORRIAGA, J. C. G. (2020). La hoja de ruta que impulsará el hidrógeno renovable en España. Gas actual, (157), 34-39.

ENEL (Ente nazionale per l'energia elettrica). Innovación y sostenibilidad: ¿Qué es la energía eólica y cómo funciona? Perú. 2018. [Consultado: 07 de agosto de 2020]. Disponible en: https://www.enel.pe/es/sostenibilidad/que-es-la-energia-eolica-y-como-funciona.html

ENTSOG. 2050 Roadmap for Gas Grids; ENTSOG: Brussels, Belgium, 2020.

EUROPEAN COMMISSION (2020, 8, Julio). COMUNICACIÓN DE LA COMISIÓN AL PARLAMENTO EUROPEO, AL CONSEJO, AL COMITÉ ECONÓMICO Y SOCIAL EUROPEO Y AL COMITÉ DE LAS REGIONES. Powering a climate-neutral economy: An EU Strategy for Energy System Integration. Brussels. Disponible en: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/energy_system_integration_strategy.pdf

FIERRO, J. L. G. (2011). El hidrógeno: metodologías de producción. Lychnos, (6), 50-54.

FRANKE, A., & Baratti, G. (2020). Green Hydrogen: A Guide to Policy Making. 2020. S&P Global Platts, 9.

GARCÍA, A., GARCÍA, L., LÓPEZ, E., BECERRA, N., & OJEDA, I. (2010). Reformado auto-térmico de metano con CO2, vapor y O2 a gas de síntesis, sobre catalizadores estructurados basados en perovskitas. Avances en química, 5(2), 87-93.

GARCÍA, A., López, C. M., García, L., Goldwasser, M., Moya, A., & Ojeda, I. (2014). Análisis del equilibrio termodinámico en procesos de reformado de metano con vapor, CO_2 y O_2. Scientific Journal from the Experimental Faculty of Sciences, at the Universidad del Zulia, 22, 52-63.

Gas Extremadura. 2018. Características principales de los gases combustibles. Disponible en: http://www.dcgasextremadura.es/el-gas-natural/caracteristicas-principales-de-los-gases-combustibles.

GODINO OJER, M., González Rodal, D., Milla Díez, L., & Pérez Mayoral, E. (2016). Efemérides: 250 años del descubrimiento del hidrógeno por Henry Cavendish: Experiments on Factitious Air. Revista 100cias@ uned, Nueva época, 9, 140-147.

HALL, J. E., Hooker, P., & Jeffrey, K. E. (2020). Gas detection of hydrogen/natural gas blends in the gas industry. International Journal of Hydrogen Energy.

IEA (2019), The Future of Hydrogen, IEA, Paris https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen.

IRENA (2019), Hydrogen: A renewable energy perspective, International Renewable Energy Agency, bu Dhabi.

LAKSHMANAREDDY, N., Rao, V. N., Cheralathan, K. K., Subramaniam, E. P., & Shankar, M. V. (2019). Pt/TiO_2 nanotube photocatalyst–Effect of synthesis methods on valance state of Pt and its influence on hydrogen production and dye degradation. Journal of colloid and interface science, 538, 83-98.

MA, Y., Wang, X., Jia, Y., Chen, X., Han, H., & Li, C. (2014). Titanium dioxide-based nanomaterials for photocatalytic fuel generations. Chemical reviews, 114(19), 9987-10043.

MAKARYAN, I. A., Sedov, I. V., & Maksimov, A. L. (2020). Hydrogen Storage Using Liquid Organic Carriers. Russian Journal of Applied Chemistry, 93(12), 1815-1830.

MARCOGAZ, Technical association of the European Natural Gas Industry. Overview of available test results* and regulatory limits for hydrogen admission into existing natural gas infrastructure and end use. Brussels, Belgium, 2019.

McDONALD, Z., (2020 Mayo 19). Injecting hydrogen in natural gas grids could provide steady demand the sector needs to develop. https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/blogs/natural-gas/051920-injecting-hydrogen-in-natural-gas-grids-could-provide-steady-demand-the-sector-needs-to-develop

MELAINA, M.W., Antonia, O., Penev, M., 2013. Blending hydrogen into natural gas pipeline networks: a review of key issues. NREL Technical Report NREL/TP-560051995. ⟨http://www.nrel.gov/docs/fy13osti/51995.pdf⟩ (acceso 14 Mayo 2020)

MENG, B., Gu, C., Zhang, L., Zhou, C., Li, X., Zhao, Y., ... & Han, Y. (2017). Hydrogen effects on X80 pipeline steel in high-pressure natural gas/hydrogen mixtures. International Journal of Hydrogen Energy, 42(11), 7404-7412.

Ministerio de Minas y Energía, (2021). Hoja de ruta del hidrógeno en Colombia. Bogotá

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. UPME (La Unidad de Planeación Minero Energética). Plan Energético Nacional 2020-2050. La transformación energética que habilita el desarrollo sostenible.

MINISTERIO DEL MEDIO AMBIENTE; Colombia reducirá en un 51 sus emisiones de gases de efecto invernadero para el año 2030; Bogotá, 2021. Disponible en: https://www.minambiente.gov.co/index.php/noticias/4877-colombia-reducira-en-un-51-sus-emisiones-degases-efecto-invernadero-para-el-ano-2030

MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA Y EL RETO DEMOGRÁFICO (MITERD). (2020). Hoja de ruta del hidrógeno: Una apuesta por el hidrógeno renovable. (p. 11-12). Madrid: Vicepresidencia cuarta del gobierno de España.

MOLNARNE, M., & SCHROEDER, V. (2019). Hazardous properties of hydrogen and hydrogen containing fuel gases. Process Safety and Environmental Protection, 130, 1-5.

MORADI, R., & Groth, K. M. (2019). Hydrogen storage and delivery: Review of the state of the art technologies and risk and reliability analysis. International Journal of Hydrogen Energy.

MUÑOZ, A. L. (2015). Producción de hidrógeno a partir de energía solar. Panorama en Colombia. Elementos, 5(5), 4.

NGUYEN, T. T., PARK, J. S., KIM, W. S., NAHM, S. H., & BEAK, U. B. (2020). Environment hydrogen embrittlement of pipeline steel X70 under various gas mixture conditions with in situ small punch tests. Materials Science and Engineering: A, 139114.

OLABI, A. G., Abdelghafar, A. A., Baroutaji, A., Sayed, E. T., Alami, A. H., Rezk, H., & Abdelkareem, M. A. (2020). Large-vscale hydrogen production and storage technologies: Current status and future directions. International Journal of Hydrogen Energy.

ORTÍZ, J. (2014) M., & Energy, P. de la INTERCAMBIABILIDAD del Gas Natural.

PARADA, L., ENRIQUEZ, A. (enero 2021). The role of hydrogen in meeting the EU objectives. Financier Worldwide Magazine. SPECIAL REPORT: ENERGY & UTILITIES. Disponible en: https://www.financierworldwide.com/the-role-of-hydrogen-in-meeting-the-eu-objectives#.YKWIW6hKjIV

PINO, A. Aprovechamiento de recursos energéticos renovables no integrables en la red eléctrica. El Caso de la Producción de Hidrógeno. Universidad de Sevilla. PFC.

PLUVINAGE, G., Capelle, J., & Meliani, M. H. (2019). Pipe networks transporting hydrogen pure or blended with natural gas, design and maintenance. Engineering Failure Analysis, 106, 104164.

PROMIGAS, (2017). Intercambiabilidad de Gas. Foro de Operaciones de Gas.

QUARTON, C. J., & Samsatli, S. (2020). Should we inject hydrogen into gas grids? Practicalities and whole-system value chain optimisation. Applied Energy, 275, 115172.

RAKOPOULOS, C. D., SCOTT, M. A., KYRITSIS, D. C., & GIAKOUMIS, E. G. (2008). Availability analysis of hydrogen/natural gas blends combustion in internal combustion engines. Energy, 33(2), 248-255.

REVE (Revista Eólica y del Vehículo Eléctrico). Energías renovables, Eólica, Operación del Sistema: Hidrógeno a partir de eólica y solar, el futuro. 21 Enero 2020. [Consultado: 07 de agosto de 2020]. Disponible en: https://www.evwind.com/2020/01/21/hidrogeno-a-partir-de-eolica-y-solar-el-futuro/

ROAD MAP TO A US HYDROGEN ECONOMY (2020), Fuel Cells Bulletin, Volume 2020, Issue 11, ISSN 1464-2859,

ROAD MAP TO A US HYDROGEN ECONOMY (2020). Reducing emissions and driving growth across the nation. Disponible en: ushydrogenstudy.org.

SAAVEDRA, J., MERINo, L., GÓMEZ, M., & KAFAROV, V. (2014). Optimización de la combustión utilizando como criterios de evaluación el índice de Wobbe y el número de metano. Iteckne, 11(1), 76-83

SALAZAR, E. Y. U., Munera, B. A. H., & Bedoya, I. D. (2019). Estudio teórico, numérico y experimental de la intercambiabilidad del gas natural en Antioquia. DYNA: revista de la Facultad de Minas. Universidad Nacional de Colombia. Sede Medellín, 86(208), 346-354.

SALES, J. G., GRAU, S. O., & CHILET, S. S. (2014). Módulos Fotovoltaicos-Curso ‘Energía Solar Fotovoltaica. Una Apuesta de futuro sostenible, 1-70.

SPEIRS, J., Balcombe, P., Johnson, E., Martin, J., Brandon, N., & Hawkes, A. (2018). A greener gas grid: What are the options. Energy Policy, 118, 291-297.

VALORA ANALITIK; Valora sostenible; Colombia buscará posicionarse como exportador de hidrógeno verde y azu; Medellín Colombial; 17 junio de 2021. [consulta 15 noviembre 2021] Disponible en: https://www.valoraanalitik.com/2021/06/17/colombia-buscara-posicionarse-exportador-hidrogeno-verde-y-azul/

VON DER GRÜN, G. T. M., Hotopp, S., & Müller-Kirchenbauer, J. (2013). Transport and usage of hydrogen via natural gas pipeline systems. In Clean Energy Systems in the Subsurface: Production, Storage and Conversion (pp. 421-436). Springer, Berlin, Heidelberg.

WANG, A., Van der Leun, K., Peters, D., & Buseman, M. (2020). European Hydrogen Backbone. Gasunie: Utrecht, The Netherlands.

WANG, A.,Van der Leun, K., Daan, P., Buseman, M., (2020) European Hydrogen Backbone. How a dedicated hydrogen infraestructura can be created

WATSON, J., Natural Gas and Hydrogen: Bridging the Regulatory Gap. The European files. Unlocking the full potential of hydrogen in Europe. February-March 2021- No. 65. Pag 27.

ZHAO, Y., MCDONELL, V., & SAMUELSEN, S. (2019). Influence of hydrogen addition to pipeline natural gas on the combustion performance of a cooktop burner. International Journal of Hydrogen Energy, 44(23), 12239-12253.

ZHAO, Y., MCDONELL, V., & SAMUELSEN, S. (2020). Assessment of the combustion performance of a room furnace operating on pipeline natural gas mixed with simulated biogas or hydrogen. International Journal of Hydrogen Energy, 45(19), 11368-11379.