



**UNIVERSIDAD
TORCUATO DI TELLA**

Tesis de Maestría

**El potencial del hidrógeno como reemplazo del gas
natural en Argentina.**

Alumno: Ramiro Martinez

Tutor: Leonardo Monsalvo

Lugar: Buenos Aires, Argentina

Fecha: 22 de Abril de 2020

MBA INTENSIVO 2018

Agradecimientos.

A mi familia, Belu y Rafa.

RESUMEN.

La energía es una temática crítica para la Argentina. Actualmente nuestra matriz de abastecimiento energético es mayoritariamente dependiente de la industria petrolera. Esta última es susceptible a coyunturas internas y externas que devienen en crisis para la sociedad y los distintos sectores que la utilizan.

Por esta razón resulta clave el desarrollo de fuentes alternativas que permitan diversificar este riesgo.

Una alternativa para realizar esto es la vinculación de energías renovables con la producción de hidrógeno. Este nuevo combustible, denominado hidrógeno verde, podría adicionarse a nuestra matriz de abastecimiento.

Este trabajo analiza la viabilidad técnica, económica y jurídica de utilizar el hidrógeno verde como almacenaje y transporte de energía renovable y la posibilidad de emplearlo como reemplazante parcial del gas natural existente.

Se analizarán las tendencias a nivel mundial que intentan lograr esta transición y se evaluará cómo podría aplicarse en Argentina.

Por último se valorará económicamente la producción de hidrógeno para analizar en qué condiciones podría ser un reemplazante del gas natural.

PALABRAS CLAVE.

Energía, energías renovables, hidrógeno, hidrógeno verde, almacenamiento energético, gas natural.

ÍNDICE.

RESUMEN.....	3
PALABRAS CLAVE.....	4
ÍNDICE.....	5
INDICE DE FIGURAS.....	8
INTRODUCCIÓN.....	9
Marco Teórico.....	9
Metodología de la investigación.....	10
CAPITULO 1 – DESCUBRIMIENTO Y CARACTERÍSTICAS DEL HIDRÓGENO.....	11
1.1 Breve descripción química del Hidrógeno.....	11
1.2 Descubrimiento y primeros usos.....	12
1.2.1 Primeros usos en la industria aeronáutica.....	12
1.2.2 Primeros usos como fuente de energía.....	13
1.2.3 Primeros usos en la industria petroquímica.....	15
CAPITULO 2 – MERCADO ACTUAL DEL HIDRÓGENO.....	16
2.1 Evolución de la demanda.....	16
2.2 Producción de amoníaco.....	17
2.3 Refinado de petróleo.....	18
2.4 Principales plantas de producción de amoníaco y fraccionamiento de petróleo.....	19
2.4.1 Refinería Jamnagar.....	19
2.4.2 Planta Perdaman.....	20
CAPÍTULO 3 – TECNOLOGÍAS Y FUENTES DE OBTENCIÓN DEL HIDRÓGENO.....	21
3.1 Producción de Hidrógeno según sus fuentes.....	21
3.1.1 Procesos termoquímicos.....	21
3.1.2 Procesos electroquímicos.....	22
3.2 Relación entre materia prima y producto en la producción de hidrógeno - caso particular del hidrógeno verde.....	23
CAPITULO 4 - El hidrógeno como vector energético y sus implicancias en el reemplazo de gas natural.....	25
4.1 Obtención de la energía a partir del gas natural y del hidrógeno.....	25
4.1.1 Combustión de gas natural.....	25
4.1.2 Combustión del hidrógeno.....	25

4.1.3 Obtención de energía por medio de celdas de hidrógeno.	26
4.1.4 Características del gas natural y el hidrógeno que modifican la combustión.	26
4.1.4.1 Mezcla de componentes.	26
4.1.4.2 Velocidad de propagación de la llama.	27
4.1.4.3 Energía de ignición.....	27
4.2 Almacenamiento y transporte de gas natural e hidrógeno.	28
4.2.1 Densidad de masa en estado gaseoso.	28
4.2.2 Densidad energética en estado gaseoso.	28
4.2.3 Densidades de masa y energética en estado líquido.	29
4.2.4 Difusividad.	31
4.3 Matriz de capacidades claves a desarrollar en una eventual transición de Gas Natural a Hidrógeno.	31
CAPITULO 5 - DESAROLLOS ACTUALES EN LA APLICACIÓN DEL HIDRÓGENO VERDE Y EL CONCEPTO DE ENERGÍA A GAS.	
5.1 Energía a Gas y casos a nivel mundial.	33
5.1.1 Energía a gas: rendimiento obtenido.	35
5.1.2 Energía a gas: evolución de los proyectos.	35
5.2 Otras aplicaciones energéticas del hidrógeno verde sin inyección a la red de gas natural.	36
5.2.1 Generación de gas natural a partir del hidrógeno verde.....	37
5.3 Usos en la industria.	37
5.4 Usos en movilidad.	38
CAPITULO 6 - ENERGIA A GAS, POTENCIAL APLICACIÓN EN ARGENTINA DEL HIDRÓGENO VERDE.	
6.1 Consumo de gas natural en la Argentina en 2019 y el potencial reemplazo al 10% en volumen.	39
6.2 Beneficios ambientales de una sustitución al 10% en volumen del gas natural.....	40
6.3 Marco legal en Argentina, Ley del hidrógeno 26.123.	41
CAPITULO 7 - GENERACIÓN DE ENERGÍA EÓLICA EN ARGENTINA Y LA VIABILIDAD DE PROYECTOS ENERGÍA A GAS.....	
7.1 Energía eólica en la Patagonia.	43
7.2 Esquema propuesto de generación.	44
CAPÍTULO 9 - EVALUACIÓN ECONÓMICA.....	
9.1 Inversiones y gastos considerados en el proyecto.	46

9.2 Resultado del proyecto.....	47
9.3 Evolución de costos en tecnologías energéticas.	48
CONCLUSIONES.....	50
BIBLIOGRAFÍA.....	52
ANEXO 1 – FUNCIONAMIENTO DE UNA CELDA DE HIDRÓGENO.....	54
ANEXO 2 - RESUMEN DE COSTEO DE HIDRÓGENO VERDE.	56

INDICE DE FIGURAS.

Figura 1 – Diagrama atómico del Hidrógeno	11
Figura 2 – Foto del incendio del Hindenburg	13
Figura 3 – Imagen del primer vehículo impulsado a Hidrógeno	14
Figura 4 – Imagen del primer vehículo comercial impulsado a Hidrógeno	14
Figura 5 – Imagen de un BMW serie 7	15
Figura 6 – Evolución de la demanda anual de hidrógeno.....	16
Figura 7 – Evolución de la demanda de hidrógeno por destino.....	17
Figura 8 – Consumo de Hidrógeno por región.....	17
Figura 9 – Esquema de producción de Amoníaco.	18
Figura 10 – Esquema de fraccionamiento de petróleo	19
Figura 11 – Imagen de la refinería Jamnagar,	19
Figura 12 – Representación de la planta Perdaman.....	20
Figura 13 - Distribución de los principales métodos de obtención de hidrógeno	21
Figura 14 – Proceso de obtención de Hidrógeno a base de hidrocarburos.	22
Figura 15 – Esquema de funcionamiento de un hidrolizador.....	22
Figura 16 – Reacción en un hidrolizador	23
Figura 17 – Secuencia productiva para la obtención de hidrógeno verde.....	24
Figura 18 – Relación Aire-Combustible óptimo para cada combustible.	26
Figura 19 – Velocidad de propagación de la llama para cada combustible	27
Figura 20 – Energía mínima para combustionar.....	27
Figura 21 – Densidad de masa del hidrógeno y del gas natural.....	28
Figura 22 – Densidad energética del hidrógeno y el gas natural.....	29
Figura 23 – Densidad de masa del hidrógeno y el gas natural en estado líquido	29
Figura 24 – Densidad energética del hidrógeno y el gas natural.....	29
Figura 25 – Presión y temperatura del gas natural en estado líquido.	30
Figura 26 – Presión y temperatura del hidrógeno en estado líquido.	30
Figura 27 - Comparación de propiedades del hidrógeno y el gas natural	31
Figura 28 – Actividades clave a desarrollar en una transición.....	32
Figura 29 – Esquema por uso final del hidrógeno verde.	33
Figura 30 – Principales proyectos de inyección de Hidrógeno a la red de Gas Natural.....	34
Figura 31 – Principales proyectos de inyección de Hidrógeno a la red de Gas Natural.....	34
Figura 32 – Rendimiento total de un ciclo Energía-Gas-Energía	35
Figura 33 – Evolución de los proyectos Energía-Gas.....	35
Figura 34 – Principales reservorios de hidrógeno subterráneos.	36
Figura 35 – Esquema de funcionamiento del proyecto Hychico.....	37
Figura 36 – Evolución del gas demandado en Argentina en 2019 por sector.	39
Figura 37 – Distribución de emisiones de gases de efecto invernadero durante 2014	40
Figura 38 – Proyecciones de emisiones de gases de efecto invernadero	41
Figura 39 – Atlas de viento.....	43
Figura 40 – Mapa de vientos e instalaciones de proyectos eólicos en Argentina	44
Figura 41 – Diagrama de un proyecto energía a gas con agua obtenida del mar.....	45
Figura 42 – Resumen de costeo	47
Figura 43 – Sensibilidad del costo de producción a la inversión	47
Figura 44 – Evolución de costos energía solar y fotovoltaica	48

INTRODUCCIÓN.

La energía es uno de los principales recursos con los que debe contar una sociedad para lograr su bienestar y desarrollo. A su vez permite, a través de la industria, la creación de valor agregado, trabajo y divisas por medio de la exportación.

La escasez de este bien o la volatilidad del precio de sus fuentes, como es el caso del petróleo, devienen en crisis que afectan profundamente la matriz productiva en términos operativos y de costos. Por lo tanto resulta estratégico desarrollar fuentes alternativas de energía que permitan, al menos, diversificar el riesgo ante estas coyunturas.

En este sentido, en los últimos años existió en nuestro país un importante desarrollo de proyectos de energía eólica, los cuales permitieron un aporte energético a partir de una nueva fuente, el viento. Sin embargo, los movimientos de aire son pronosticables pero impredecibles. Es decir varían en pocas horas y en varios momentos durante el día, impactando directamente en la generación y consecuentemente en la operación de la red que distribuye la energía. Esta intermitencia determina un fuerte limitante, ya que las energías renovables, a diferencia de las convencionales, no pueden garantizar o respaldar potencia cuando hay variaciones en la oferta o en la demanda. Por eso, es muy importante analizar alguna alternativa que permita cambiar el paradigma de la generación eólica y permitir gestionar su energía producida.

Una vía para lograr esto es por medio de la utilización del hidrógeno, un gas que puede producirse a partir de electricidad y agua para luego reconvertirse en energía eléctrica. Esto hace que a futuro pueda convertirse en un reemplazo del gas natural y consecuentemente aumentar la capacidad de generación renovable.

Argentina posee un potencial eólico significativo dentro de la zona costera de la Patagonia que le permitiría obtener ambos recursos para esta explotación, y desde el punto de vista normativo existe una Ley, N° 26.123 (Senado, 2006), que tiene como objeto promocionar el hidrógeno, pero que aún no fue reglamentada.

Con este contexto, a lo largo del trabajo estudiaremos los aspectos técnicos y ambientales que potencian al hidrógeno como un reemplazo del gas natural y las principales dificultades de esta implementación.

Luego analizaremos cuál es el costo actual de generación y lo compararemos contra los valores actuales de mercado del gas natural e intentaremos pronosticar, en función de la maduración de las tecnologías intervinientes, cuándo ambos valores podrían aproximarse.

Marco Teórico.

El marco de referencia será conceptual y analítico y se basará en el estudio del ámbito energético y la industria del hidrógeno. Las principales preguntas que guiarán la investigación serán:

- ¿Cómo es el hidrógeno y qué características tiene?
- ¿Dónde se genera y dónde se consume actualmente?
- ¿Cuáles son las principales tecnologías de obtención?

- ¿Cuál es el potencial del hidrógeno como reemplazo del gas natural y qué beneficios o dificultades acarrearía?
- ¿Cuáles son las tecnologías existentes para iniciar un camino de transición hacia dicho reemplazo?
- ¿Qué costo de gas natural podría justificar hoy un reemplazo de hidrógeno?

Metodología de la investigación.

La metodología a utilizar será descriptiva, no experimental basándose en papers; documentos de investigación de agencias internacionales, trabajos de profesionales en la materia, entrevistas con actores del sector y leyes nacionales entre otros documentos.

En la primera etapa se tratará de describir el pasado y el presente del hidrógeno, su historia, las principales características que motivaron sus primeros usos y las principales industrias que hoy lo demandan. Esto nos permitirá conocer el grado de familiaridad que tenemos con este gas, el orden de magnitud de su demanda y las plantas que lo procesan y sus tecnologías de obtención.

Luego se abarcará el estudio de las tendencias a utilizar este gas específicamente producido con energía renovable, el cual se conoce como hidrógeno verde. Haremos especial foco en el reemplazo de gas natural y se analizarán pormenorizadamente aquellos aspectos técnicos que diferencian a ambos como fuentes energéticas y cuáles serían las principales actividades a lo largo del abastecimiento que se verían afectadas por este reemplazo. Luego analizaremos los casos a nivel mundial que van hacia esta transición.

Finalmente, la evaluación económica permitirá conocer la competitividad de la producción de hidrógeno comparado con el precio del gas natural y nos permitirá pronosticar, cuando podría ser posible un reemplazo.

CAPITULO 1 – DESCUBRIMIENTO Y CARACTERÍSTICAS DEL HIDRÓGENO.

En este capítulo analizaremos muy brevemente la naturaleza química del hidrógeno que nos permitirá explicar sus principales características. Luego expondremos sus primeros usos para entender como fueron aprovechándose sus particularidades.

1.1 Breve descripción química del Hidrógeno.

Desde su descubrimiento y hasta hoy, el hidrógeno es catalogado como el elemento más simple conocido por la química. Esto se debe a que su átomo (la menor porción de materia) está constituido únicamente por un protón (partícula elemental de carga positiva) y un electrón (partícula elemental de carga negativa) que gira a su alrededor en una región denominada órbita. Es decir, lo conforman las dos partículas más simples y pequeñas conocidas hasta ahora.

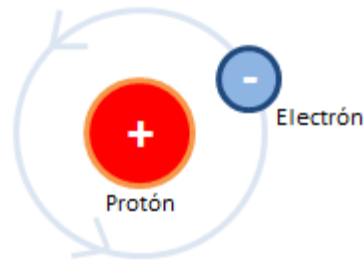


Figura 1 – Diagrama atómico del Hidrógeno, Jovana and Svetlana, 2017

Esta simpleza a nivel atómico provoca que sea un elemento fácilmente reactivo (afín a asociarse con otros o con sí mismo) y liviano. Como consecuencia de esto en nuestro planeta pueda hallarse de diversas formas:

-Combinado con otros átomos de carbono para formar hidrocarburos. Debido a su mutua afinidad, estos elementos suelen combinarse para formar compuestos de cadenas carbonadas. Éstos son inflamables y combustibles, y a temperatura ambiente pueden ser líquidos, gaseosos o sólidos. Por ejemplo, el gas butano (gas predominante en el gas natural) es gaseoso a temperatura ambiente mientras que el etanol (alcohol) es líquido, y el polietileno (plástico utilizado en diferente tipos de envases tales como botellas) es sólido.

-Combinado con oxígeno en forma de agua. Es un caso particular en el que dos átomos de oxígeno se combinan con uno de hidrógeno. Este compuesto es líquido a temperatura ambiente.

-Combinado con sí mismo. En este último caso, dos átomos de hidrógeno pueden combinarse. Este compuesto es gaseoso a temperatura ambiente y se denomina hidrógeno diatómico (H_2) o gas de hidrógeno.

Este último es el que estudiaremos en profundidad a lo largo del trabajo y de aquí en más nos referiremos a él como hidrógeno.

1.2 Descubrimiento y primeros usos.

El hidrógeno fue descubierto inicialmente en 1671 por Robert Boyle quien describió la generación de un gas durante la reacción de metales con compuestos de determinadas características (ácidos fuertes). Sin embargo, más tarde, quien llegó a describirlo como un gas inflamable y categorizarlo como un nuevo elemento químico fue Henry Cavendish en 1766. El nombre hidrógeno, que deriva del latín y significa génesis de agua, fue establecido por Antonine Lavoisier en 1783 luego de repetir los experimentos de Cavendish y describir que el gas podía ser fácilmente quemado y producía agua como subproducto.

Durante estas etapas de experimentación se descubrieron 3 de las características principales del hidrógeno:

- Es un gas liviano (más liviano que el aire)
- Inflamable (puede quemarse)
- Puede obtenerse a partir de reacciones de determinados compuestos.

A lo largo del tiempo, estas características determinaron los usos para el hidrógeno. En una primera etapa su propiedad de “gas liviano” fue aprovechada por la industria aeronáutica.

Luego su poder inflamable le permitió ser utilizado como combustible de vehículos y más tarde su capacidad de reacción química hizo posible su uso dentro de la industria petroquímica.

A continuación veremos una breve descripción de cada uno de estos usos.

1.2.1 Primeros usos en la industria aeronáutica.

Como se mencionó anteriormente, una de las principales características del hidrógeno es ser gaseoso a temperatura ambiente y ser más liviano que el aire. Esto significa que en un ambiente libre, este gas se eleva. Esta fue una de las principales razones que llevaron a su uso en la industria aeronáutica utilizando globos llenos de Hidrógeno que podían ganar altura.

El primero en realizar este procedimiento, fue Jacques Alexander Charles quien en 1783 realizó una demostración en París que consistió en un vuelo de 45 minutos. Ya en el año 1793, se realizó un vuelo similar en Estados Unidos por Jean Pierre Blanchard quien realizó un viaje de Philadelphia hasta New Jersey cubriendo 90 km en su trayectoria.

Durante la misma época e intentando buscar alternativas, otros investigadores realizaron pruebas en globos convencionales alimentados por combustión de gas natural como fue el caso de los hermanos Montgolfier, que en 1783 realizaron viajes similares en Francia.

Luego de este período de experimentación, el uso de Hidrógeno en aeronaves se fue intensificando con la fabricación de zeppelines. Estos equipos eran aeronaves con forma de cigarro que conformaban un gran reservorio de hidrógeno que permitía su elevación.

El principio de funcionamiento era similar al de los primeros globos de hidrógeno, pero, por medio de turbinas de propulsión se lograba el avance de la nave y con timones su dirección. El primer equipo de uso comercial fue el Van Zeppelin, un equipo de 130 metros de largo y que lograba recorrer 500 kilómetros por día.

Estos equipos fueron operados desde 1900 hasta 1930 por las primeras empresas aerocomerciales y llegaron a transportar hasta 90 pasajeros por viaje.

El equipo más famoso fue el Hindenburg, construido en Alemania en 1936 el cual se incendió un año más tarde en New Jersey durante su aterrizaje:



Figura 2 – Foto del incendio del Hindenburg, KLEIN, 2012

El origen del siniestro fue debido a una pequeña descarga eléctrica sobre la superficie del zeppelin que provocó la ignición y posterior explosión del gas contenido, provocando la muerte de 35 personas entre pasajeros y tripulación. Luego de este accidente, la industria abandonó este tipo de aeronaves por considerarlas demasiado peligrosas terminando así el uso de hidrógeno como elemento de elevación.

1.2.2 Primeros usos como fuente de energía.

Otra de las características de este gas es su capacidad de ser inflamable (es decir puede quemarse). Entraremos en detalle más adelante sobre el concepto de combustión, sin embargo ahora es válido aclarar que a partir de la ignición (entrega rápida de calor) este compuesto puede liberar energía que puede utilizarse en medios de transporte.

El primer dispositivo que utilizó este principio fue diseñado en 1806 por François Isaac de Rivaz. La particularidad de este dispositivo era que el hidrógeno se cargaba y almacenaba en un globo antes de ser consumido por el motor.



Figura 3 – Imagen del primer vehículo impulsado a Hidrógeno, Moreno, 2010

Casi 100 años más tarde, el primer vehículo comercial adaptado para utilizar hidrógeno como combustible fue en 1933 y por la compañía Norsk Hydro. Lo particular de este vehículo era que el almacenamiento se realizaba a partir de amoníaco (NH_3), compuesto del cual se extraía hidrógeno.



Figura 4 – Imagen del primer vehículo comercial impulsado a Hidrógeno, OSE GUANIDINE – SAFE, CLEAN & FLEXIBLE, 2006

El desarrollo de este tipo de vehículos fue disminuyendo en detrimento de los vehículos a combustión tradicionales. Sin embargo han existido desarrollos de prototipos recientes e incluso algunos estuvieron comercialmente disponibles y pueden funcionar tanto con combustibles fósiles (naftas y/o gas natural o gas oil) como con hidrógeno. El principal impulsor de esta tecnología fue BMW quien entre los años 2005 a 2007 comercializó el modelo serie 7 que se caracterizaba por tener este tipo tecnología.



Figura 5 – Imagen de un BMW serie 7, "BMW Hydrogen 7", 2020

1.2.3 Primeros usos en la industria petroquímica.

A pesar de los usos previamente mencionados, la utilización masiva del hidrógeno se dio dentro de la industria petroquímica con el desarrollo del hidro fraccionado (Hydrocracking en inglés) o refinamiento, proceso mediante el cual se obtienen subproductos del petróleo. Los primeros usos datan del año 1915 llegando a su masificación durante 1960 junto con el auge de la industria petrolera. Más adelante se detallará el uso en esta industria.

CAPITULO 2 – MERCADO ACTUAL DEL HIDRÓGENO.

En este capítulo profundizaremos sobre el mercado actual del hidrógeno analizando cuales son las principales actividades que generan su demanda. Luego nos detendremos en conocer los órdenes de magnitud de las principales plantas para tener un contexto del volumen de generación. En el capítulo siguiente nos detendremos en el proceso de obtención del hidrógeno que utilizan estas instalaciones.

2.1 Evolución de la demanda.

La siguiente figura muestra la evolución de la demanda del hidrógeno desde el año 1975 hasta 2018. Puede observarse un aumento sostenido de la demanda y que responde principalmente a la industria de la producción de amoníaco y al refinamiento de petróleo. La porción restante se utiliza en industrias particulares como la reducción de acero y otros usos finales.

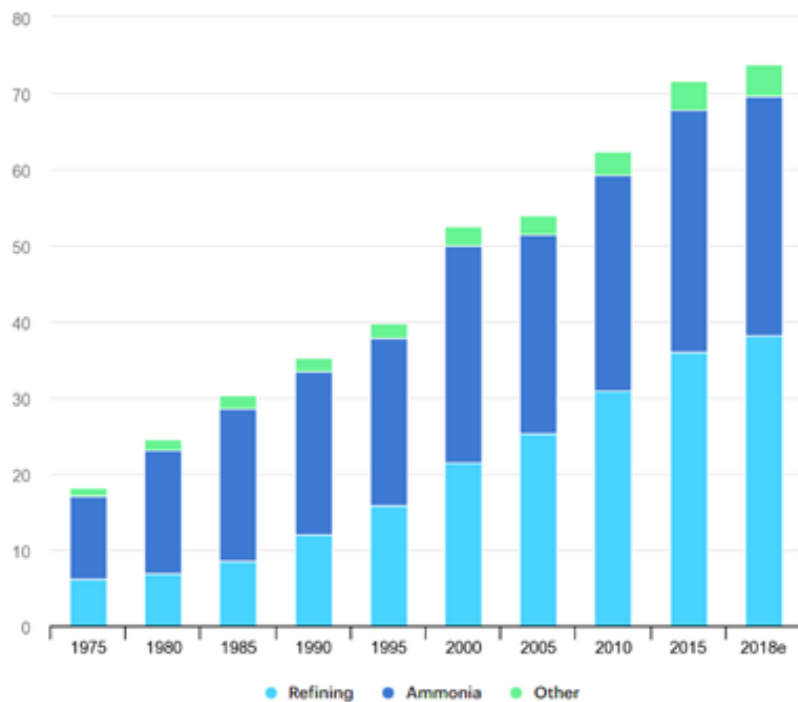


Figura 6 – Evolución de la demanda anual de hidrógeno (MM tns), IEA, 2019

En el siguiente cuadro se resumen los volúmenes en millones de toneladas (MM tns) destinados a cada industria y su crecimiento interanual:

Año	Refinado Petróleo		Producción de Amoniaco		Otros		Total	
	MM Tns	Porción de mercado	MM Tns	Porción de mercado	MM Tns	Porción de mercado	MM Tns	Crecimiento Anual
1975	6,20	34%	10,88	60%	1,08	6%	18,15	
1980	6,83	28%	16,17	66%	1,46	6%	24,46	35%
1985	8,56	28%	20,00	66%	1,85	6%	30,41	24%
1990	12,03	34%	21,41	61%	1,90	5%	35,34	16%
1995	15,83	40%	21,96	55%	2,04	5%	39,83	13%
2000	21,45	41%	28,57	54%	2,48	5%	52,50	32%
2005	25,26	47%	26,14	48%	2,69	5%	54,09	3%
2010	30,97	50%	28,35	45%	3,11	5%	62,42	15%
2015	35,97	50%	31,92	45%	3,81	5%	71,70	15%
2018	38,24	52%	31,46	43%	4,19	6%	73,89	3%

* MM Tns (millones de toneladas)

Figura 7 – Evolución de la demanda de hidrógeno por destino, IEA, 2019

Con respecto a la distribución geográfica, el consumo a nivel regional se concentra en China donde se encuentran la mayor cantidad de industrias manufactureras que utilizan como subproducto el amoníaco:

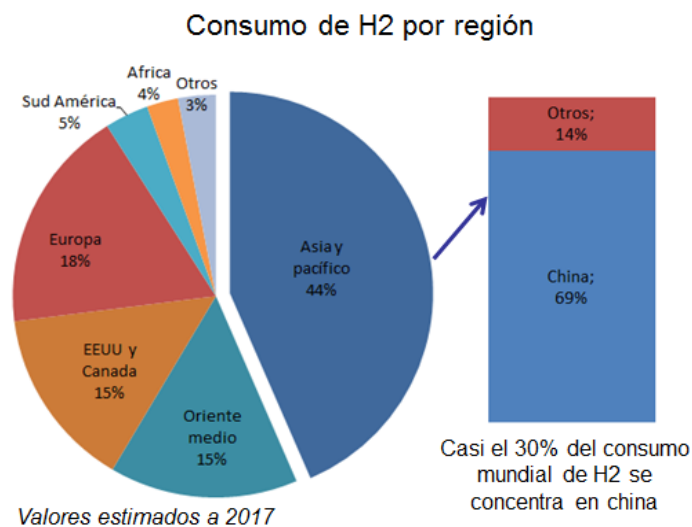


Figura 8 – Consumo de Hidrógeno por región, Muritala IK, 2019

Entonces, como puede observarse el consumo de hidrógeno se encuentra concentrado en la industria petroquímica, tanto en el refinado de petróleo como en la producción de amoníaco, donde la demanda es sostenidamente más del 95% de la producción.

A continuación, describiremos brevemente como se utiliza el hidrógeno en cada una de las dos actividades principales.

2.2 Producción de amoníaco.

La producción de amoníaco se realiza principalmente a partir de gas natural, mediante un proceso continuo de producción. El gas natural es combinado con vapor de agua, aire e hidrógeno dentro de un catalizador a una temperatura aproximada de 500°C.

Como resultado se obtiene amoníaco, una combinación de nitrógeno e hidrógeno (NH_3 según su fórmula química). La figura 9 a continuación muestra un esquema simplificado del proceso:

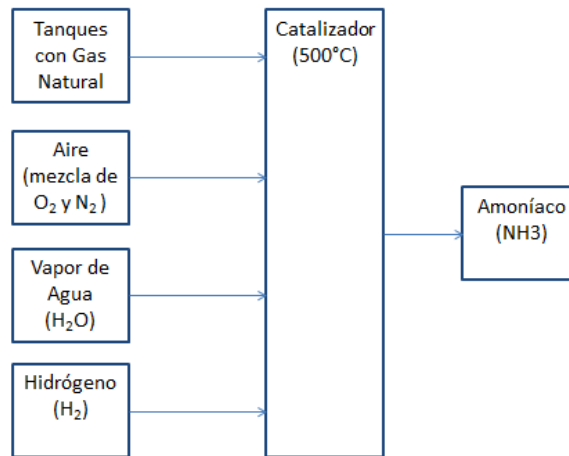


Figura 9 – Esquema de producción de Amoníaco.

2.3 Refinado de petróleo.

El refinado de petróleo es un proceso por el cual a partir de este fluido se obtienen distintos subproductos. La transformación se logra a partir de la ruptura de las cadenas carbonadas, las cuales son combinadas con el hidrógeno para dar lugar a nuevos compuestos de cadenas más cortas. Estas últimas son sustancias con características más apropiadas para su uso final; más inflamables, menos densas, más fluidas, etc.

A continuación, en la figura 10, se muestra un esquema típico de un catalizador/fraccionador. La columna de petróleo ingresa por la parte superior y entra en contacto con el catalizador. Este último es un compuesto de zeolita (un mineral poroso) que facilita la reacción. El hidrógeno se bombea a contracorriente reaccionando con el petróleo crudo y luego se descargan las mezclas de hidrocarburos desde los más livianos en la parte superior a los más pesados en la parte inferior. Al igual que la producción de amoníaco este proceso requiere de calor pero a una temperatura mucho más elevada. ("Hydrocracker - an overview | ScienceDirect Topics", 2020)

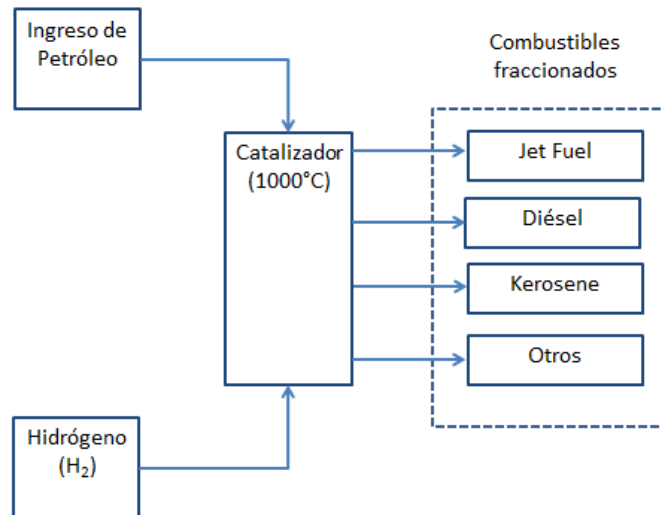


Figura 10 – Esquema de fraccionamiento de petróleo.

2.4 Principales plantas de producción de amoníaco y fraccionamiento de petróleo.

A fin de tener una dimensión de la capacidad de producción de estas plantas mencionaremos dos casos para cada industria.

2.4.1 Refinería Jamnagar.

Esta planta es la refinería más grande del mundo, está ubicada en India, y procesa 1,24 millones de barriles de petróleo crudo por día ("Top 10 large oil refineries", 2013). Produce a partir de gas natural 672.000 metros cúbicos por hora de hidrógeno, es decir unas 500.000 toneladas anuales. La siguiente imagen, figura 11, ilustra la dimensión de la refinería completa (Linde Engineering Division in India, 2013):



Figura 11 – Imagen de la refinería Jamnagar, "Top 10 large oil refineries", 2013

2.4.2 Planta Perdaman.

Esta planta es un proyecto en ejecución que se encuentra en Australia. Tiene una capacidad proyectada de 2.500 toneladas por día de amoníaco. Dentro de sus instalaciones se proyectó una planta productora de hidrógeno con capacidad para 225.000 toneladas anuales de este gas. La siguiente imagen, figura 12, corresponde a una modelización digital de la planta.



Figura 12 – Representación de la planta Perdaman, "Perdaman Chemicals to build world's largest ammonia plant in Western Australia", s.f.

CAPÍTULO 3 – TECNOLOGÍAS Y FUENTES DE OBTENCIÓN DEL HIDRÓGENO.

En el capítulo anterior señalamos que la demanda del hidrógeno estaba concentrada en dos industrias principalmente, la producción de amoníaco y el destilado de petróleo. En el primero de ellos una de las fuentes de materia prima es el gas natural, mientras que en el segundo lo es el petróleo. Veremos ahora cuáles son las principales fuentes de obtención del hidrógeno y nos detendremos en el caso del hidrógeno verde.

3.1 Producción de Hidrógeno según sus fuentes.

Actualmente se producen cerca de 75 millones de toneladas anuales de hidrógeno a nivel mundial. Más del 95% del hidrógeno generado proviene de fuentes de hidrocarburos por medio de procesos denominados termoquímicos (ARAT & SÜRER, 2017):

- 50% a partir de reformado de gas natural
- 30% a partir de oxidación parcial de otros hidrocarburos.
- 19% a partir de gasificación de carbón
- El 1% restante por electrólisis a partir de agua.

La siguiente figura representa las proporciones anteriormente mencionadas:

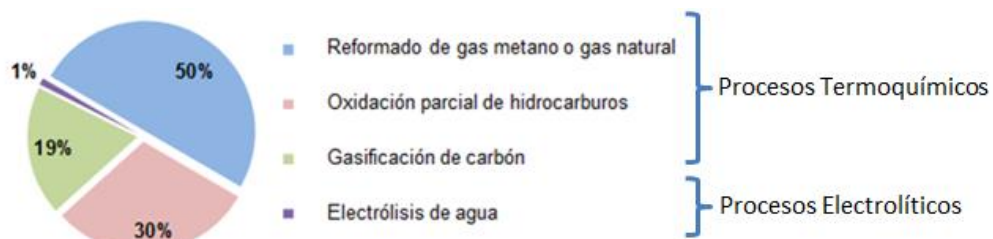


Figura 13 - Distribución de los principales métodos de obtención de hidrógeno

A continuación se describen brevemente los procesos denominados termoquímicos y luego nos detendremos en los procesos electrolíticos:

3.1.1 Procesos termoquímicos.

Estos representan el 99% de la producción mundial de hidrógeno y utilizan como materia prima hidrocarburos para producir, por medio de calor y de productos químicos, el syngas. Este gas es una combinación de hidrógeno gaseoso junto con dióxido y monóxido de carbono que se utiliza tanto como combustible como materia prima del hidrógeno y el amoníaco.

Luego, el syngas es expuesto a vapor de agua para captar la mayor cantidad posible de monóxido y dióxido aumentando la concentración de hidrógeno. Finalmente debe capturarse el dióxido de carbono para obtener el hidrógeno gaseoso.

Como resultado del proceso se obtiene hidrógeno, dióxidos y monóxidos, siendo estos últimos gases de efecto invernadero. A continuación se muestra un esquema simple del proceso:

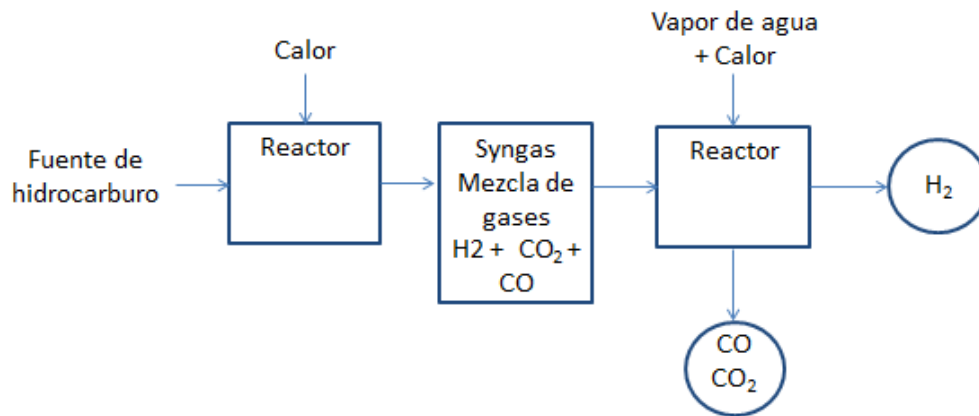


Figura 14 – Proceso de obtención de Hidrógeno a base de hidrocarburos.

Las instalaciones que poseen esta tecnología se caracterizan por ser de producción continua. Las dos plantas mencionadas en el apartado anterior (Jamnagar y Perdaman) poseen esta tecnología de obtención.

3.1.2 Procesos electroquímicos.

Las plantas con esta tecnología representan cerca del 1% de la producción total de hidrógeno. La electrólisis es un proceso donde la electricidad se utiliza para realizar un cambio químico que no podría llevarse a cabo naturalmente.

El procedimiento consiste en colocar agua dentro de un depósito denominado cuba electrolítica y hacer circular corriente eléctrica en el medio acuoso a través de dos insertos denominados cátodo y ánodo. Este fenómeno provoca la separación de agua en oxígeno e hidrógeno.

A continuación se muestra un simple esquema del funcionamiento de un hidrolizador:

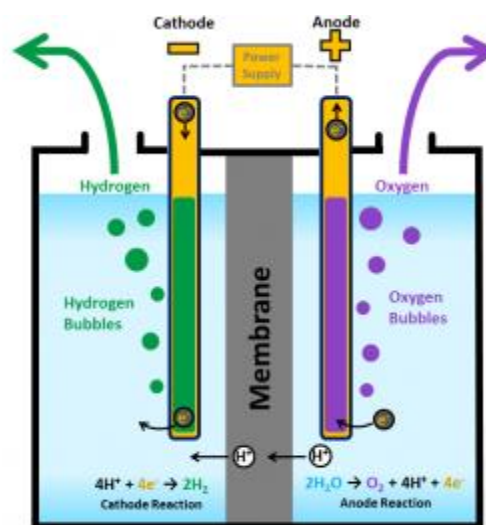


Figura 15 – Esquema de funcionamiento de un hidrolizador, "Hydrogen Production: Electrolysis", s.f.

La principal ventaja frente a los procesos termoquímicos es la flexibilidad de producción. A diferencia de estos últimos que son procesos continuos, los equipos hidrolizadores pueden utilizarse en un gran rango de potencia, incluso pueden alterar sus ciclos de operación de forma relativamente intermitente (es decir apagando o encendiendo el proceso productivo) sin generar consecuencias en sus instalaciones.

Esta principal diferencia los hace especialmente adecuados para trabajar con fuentes energéticas intermitentes como las energías renovables.

Desde el punto de vista químico, la reacción puede sintetizarse de la siguiente forma:

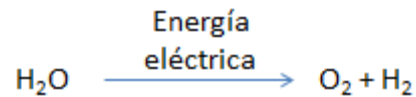


Figura 16 – Reacción en un hidrolizador

A partir de agua, obtenemos como subproductos hidrógeno y oxígeno.

3.2 Relación entre materia prima y producto en la producción de hidrógeno - caso particular del hidrógeno verde.

Como vimos, el 99% de la producción de hidrógeno se basa en fuentes petroleras o gasíferas, es decir la producción de este gas utiliza el mismo tipo de materia prima que la producción de amoníaco y el destilado de petróleo. Debido a esto gran parte del hidrógeno es generado y consumido in situ, en procesos continuos y en industrias petroleras y polos petroquímicos. En contrapartida, los procesos electroquímicos tienen una menor producción asociada. Sus instalaciones reciben energía eléctrica y agua como fuente, y en función de su abastecimiento pueden adaptar la capacidad de producción.

Como se mencionó en la introducción, es estratégico contar con fuentes energéticas que permitan diversificar los riesgos asociados a coyunturas que afecten al petróleo y al gas natural. Esto hace que la producción vía electrólisis a partir de energía eólica sea particularmente interesante ya que utiliza únicamente aire y agua.

Esta última configuración es conocida como producción de hidrógeno verde. Se denomina así ya que la emisión de gases de efecto invernadero a lo largo de su cadena productiva es nula. Este concepto se amplía para cualquier tipo de fuente energética renovable. La figura 17 esquematiza su secuencia de producción:

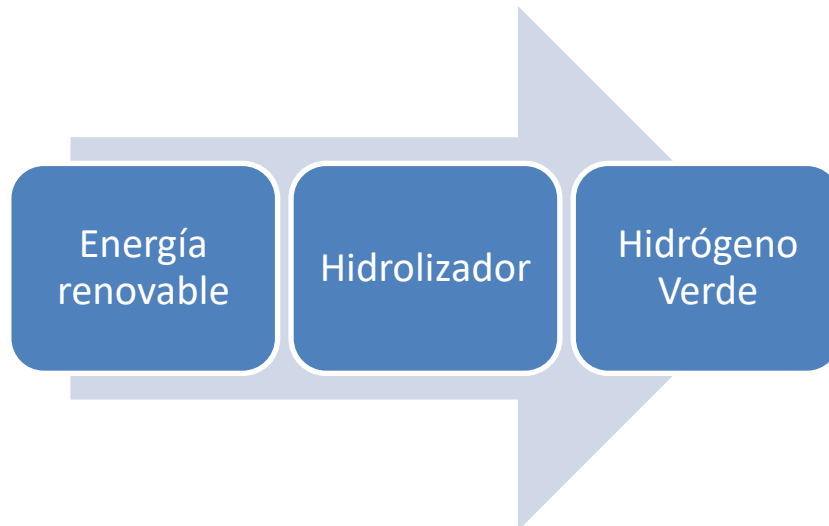


Figura 17 – Secuencia productiva para la obtención de hidrógeno verde

CAPITULO 4 - El hidrógeno como vector energético y sus implicancias en el reemplazo de gas natural.

Como explicamos anteriormente, el hidrógeno puede ser utilizado para almacenar, transportar u obtener energía. Por lo tanto, en este capítulo analizaremos desde esas tres perspectivas su comportamiento frente al gas natural, independientemente de la fuente de obtención. De esta forma buscaremos entender los principales impactos que podrían existir frente a una eventual sustitución tanto en la matriz de abastecimiento como de almacenamiento y transporte. Todas las referencias energéticas indicadas en este apartado aluden al valor de poder calorífico inferior, es decir la energía neta de pérdidas por vaporización de agua que se obtiene al combustionar el gas.

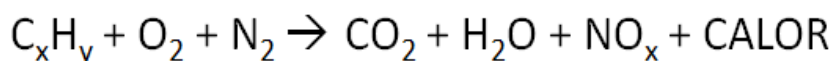
4.1 Obtención de la energía a partir del gas natural y del hidrógeno.

El proceso por el cual se extrae la energía en el gas natural es la combustión. En el caso del hidrógeno existen dos metodologías para la obtención de energía; la combustión y, más recientemente, la oxidación por medio de celdas de hidrógeno. A continuación describiremos cada caso.

4.1.1 Combustión de gas natural.

Se define como combustión a una reacción química, rápida y que libera energía principalmente en forma de calor. Durante la misma, un compuesto denominado combustible, se oxida en presencia de un comburente, oxígeno. Como resultado, el combustible se transforma en un compuesto de menor potencial energético. Es decir, un compuesto que puede volver a reaccionar pero liberando una menor cantidad de energía.

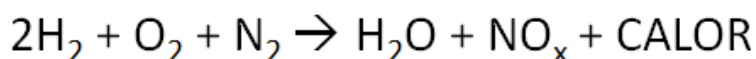
En líneas generales, la combustión de cualquier hidrocarburo (gas natural o combustibles líquidos) respeta la siguiente ecuación:



Es decir, esta combustión libera calor junto con; vapor de agua; dióxido de carbono y nitróxidos. Estos últimos dos son gases de efecto invernadero.

4.1.2 Combustión del hidrógeno.

La combustión del hidrógeno es similar al de los hidrocarburos. Sin embargo se eliminan los compuestos carbonados de la ecuación:



Al igual que en el caso anterior se obtiene vapor de agua, nitróxidos y energía.

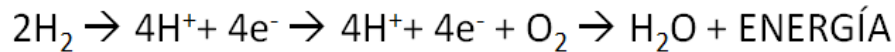
Por lo tanto el principal beneficio de la combustión de hidrógeno frente al gas natural es evitar la emisión de CO₂, es decir parte de los gases de efecto invernadero.

Otra característica de la combustión es que puede realizarse con la mezcla de ambos gases, es lo que se denomina blending de gas (mezclado en inglés). Esta técnica permite realizar un

enriquecido de gas natural con hidrógeno en proporciones acotadas obteniéndose parte de los beneficios mencionados.

4.1.3 Obtención de energía por medio de celdas de hidrógeno.

Este método es tecnológicamente más reciente y complejo. A diferencia de la combustión, utiliza el principio inverso de la hidrólisis (explicado en el capítulo 2). Esta tecnología toma el hidrógeno almacenado y el oxígeno del aire liberando energía eléctrica (en lugar de calor) y vapor de agua:



Esta metodología permite obtener directamente energía eléctrica sin emisión de ningún tipo de gas de efecto invernadero.

Sin embargo, a diferencia de la combustión, la principal desventaja es que requiere altos niveles de pureza de hidrógeno para ser utilizado, por este motivo su aplicación hoy se limita a la industria automotriz, lo que no alcanza al contenido de este trabajo. Si el lector deseara profundizar sobre dicho particular, el funcionamiento de la celda se explica en el Anexo 1.

4.1.4 Características del gas natural y el hidrógeno que modifican la combustión.

A continuación detallaremos otras características que condicionan la entrega de energía en la combustión de cada gas. Las variaciones que se expondrán tienen impactos directos sobre los equipos donde se realiza la reacción (motores, turbinas, etc.).

4.1.4.1 Mezcla de componentes.

Como vimos anteriormente la combustión es una reacción entre el combustible y el oxígeno. Sin embargo, para que esto suceda, la proporción de cada componente debe encontrarse en un rango específico. En otras palabras, la mezcla oxígeno-combustible debe ser regulada ya que impacta en la cantidad de energía que puede liberarse.

El rango en el cual puede ocurrir la combustión y la proporción de mezcla ideal es muy distinto para el hidrógeno y el gas natural. En la figura 18 se muestran los rangos mínimos y máximos de porcentaje de volumen de cada gas frente al oxígeno:

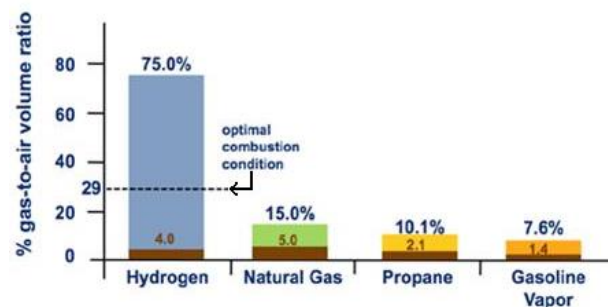


Figura 18 – Relación Aire-Combustible óptimo para cada combustible, Hydrogen Tools", s.f.

Como puede observarse el hidrógeno, frente al gas natural, posee una gran capacidad para adaptarse a distintas mezclas de oxígeno para combustionar.

4.1.4.2 Velocidad de propagación de la llama.

Otro factor importante es la velocidad con la que se lleva a cabo la combustión, es decir la entrega de energía. La forma de medirlo es por medio de la rapidez con la que avanza esta reacción. Nuevamente, esta característica es muy distinta en el gas natural y en el hidrógeno. La siguiente figura muestra la velocidad de propagación de la llama en centímetros por segundo (cm/s) para distintos gases en función de la mezcla (esto último expresado en términos relativos a la mezcla ideal):

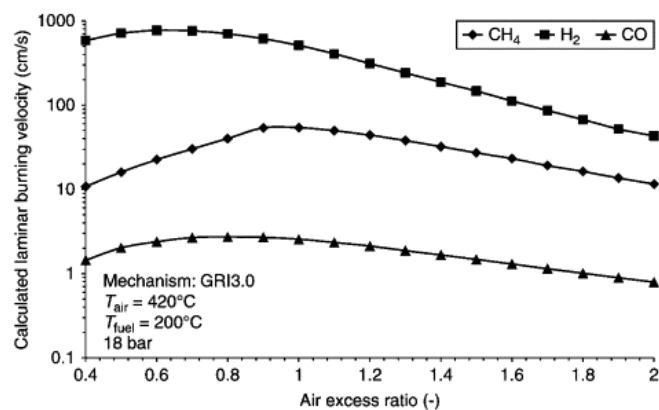


Figura 19 – Velocidad de propagación de la llama para cada combustible, Hydrogen Tools", s.f.

Como puede observarse el hidrógeno tiene una velocidad de propagación mayor con respecto al gas natural.

4.1.4.3 Energía de ignición.

Toda reacción de combustión necesita, además de combustible y comburente, calor para poder iniciarse por primera vez; a éste se lo denomina energía de ignición. La siguiente figura representa la cantidad de energía que requiere una mezcla de hidrógeno para combustionar con respecto al gas natural:

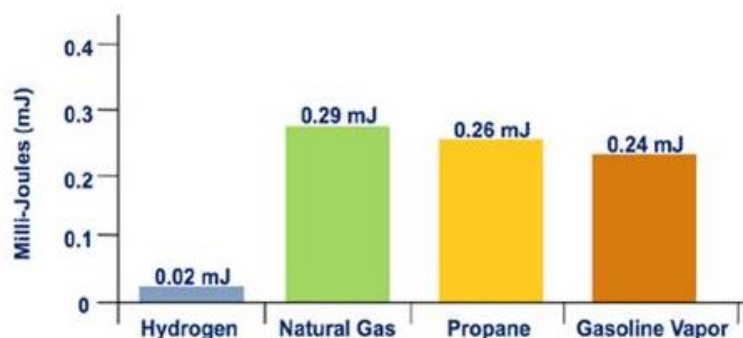


Figura 20 – Energía mínima para combustionar, Hydrogen Tools", s.f.

Como puede observarse, la cantidad de energía que se requiere para iniciar la combustión de hidrógeno es 10 veces menor que el gas natural.

4.2 Almacenamiento y transporte de gas natural e hidrógeno.

El almacenamiento y el transporte de estos compuestos consisten en contener y trasladar material que posee energía. El esfuerzo requerido para llevar estas acciones dependerá de cuanta energía o masa contiene cada uno en relación al volumen que ocupan. Este aspecto se denomina densidad y estudiaremos qué características tiene para cada compuesto en su estado gaseoso para luego lo compararlo con el estado líquido.

Luego introduciremos brevemente el concepto de difusividad, una propiedad que impacta directamente en las condiciones de seguridad de las instalaciones relacionadas con esta actividad.

4.2.1 Densidad de masa en estado gaseoso.

Se denomina densidad de masa a la concentración de material por unidad de volumen. En los gases esta propiedad depende de la presión y la temperatura (llamadas condiciones ambientales) a las cuales son sometidos. Al comprimir un gas aplicándole presión y confinándolo, se puede aumentar la concentración del material. Lo mismo sucede si en lugar de aplicar presión se disminuye la temperatura y viceversa.

En la figura 21 se muestra la densidad en Kilogramos (kg) por metro cúbico de volumen (m^3) a 15 grados Celsius ($^{\circ}C$) de temperatura y 1 atmósfera (atm) de presión para el hidrógeno y el gas natural¹:

Densidad a 15°C y 1 atm	
Compuesto	Densidad (kg/m ³)
Gas natural	0,78
Hidrógeno	0,08

Figura 21 – Densidad de masa del hidrógeno y del gas natural, "Hydrogen Density at different temperatures and pressures | Hydrogen Tools", s.f.

Como puede observarse, en estas condiciones, la densidad del hidrógeno es 10 veces menor que el gas natural. Esto responde a la característica de gas liviano y sus usos en la industria aeronáutica que vimos en el primer capítulo.

4.2.2 Densidad energética en estado gaseoso.

Otra medida de concentración importante es la densidad energética. Similar al concepto explicado anteriormente, esta medida indica la cantidad de energía contenida (que podría liberarse en una combustión) por unidad de volumen. La medida estándar para expresar esta

¹ Estas son presiones y temperaturas consideradas normales en la superficie de la tierra.

energía es el Millón de BTU (MMBtu)². En la figura 22 se muestran las densidades energéticas en MMBtu por m³ (MMBtu/m³) para el gas natural y el hidrógeno a las mismas condiciones de presión y temperatura que vimos en la densidad de masa.

Densidad a 15°C y 1 atm	
Compuesto	Densidad (MMBtu/m ³)
Gas natural	0,04
Hidrógeno	0,01

Figura 22 – Densidad energética del hidrógeno y el gas natural, Hydrogen Tools, s.f.

Como puede observarse el gas natural posee 4 veces más energía contenida por unidad de volumen. Es decir, para obtener la misma energía contenida en 1 m³ de gas natural se necesitan 4 m³ de hidrógeno.

En términos de almacenamiento y logística esto implica un mayor volumen de almacenamiento y transporte para el hidrógeno en estado gaseoso.

4.2.3 Densidades de masa y energética en estado líquido.

Como explicamos recientemente la densidad tanto de masa como energética depende de las condiciones a las cuales es sometido el gas. Desde el punto de vista logístico los costos se minimizan cuando se intenta maximizar la densidad, es decir transportar más energía o material por unidad de volumen.

Todos los gases poseen como propiedad la capacidad de volverse líquidos al disminuirse la temperatura o aumentarse la presión. En esta condición se maximiza la densidad.

En la figura 23 y 24 a continuación se muestran las densidades en masa y energética para el estado líquido del hidrógeno y del gas natural:

Densidad en estado líquido (kg/m ³) a las temperaturas y presiones indicadas	
Gas Natural @ 200 atm 15°C	180
Hidrógeno @ 10 Atm -250°C	68

Figura 23 – Densidad de masa del hidrógeno y el gas natural en estado líquido, Hydrogen Tools, s.f.

Densidad energética en estado líquido (MMBtu/m ³) a las emperaturas y presiones indicadas	
Gas Natural @ 200 atm 15°C	8,04
Hidrógeno @ 10 Atm -250°C	7,73

Figura 24 – Densidad energética del hidrógeno y el gas natural, Hydrogen Tools, s.f.

² Una unidad de esta medida representa la cantidad de energía que debe aportarse para elevar un grado Fahrenheit la temperatura de una libra de agua

Como puede observarse en la figura 26, el hidrógeno aporta casi la misma cantidad de energía que el gas natural. Sin embargo, como puede verse en la figura 25, pesa menos de la mitad. Esto a priori es muy prometedor en términos de almacenamiento y logística. Sin embargo, las condiciones a las que debe someterse cada gas para lograrlo son muy distintas. En el caso del gas natural, la temperatura es la de condiciones normales (15°C) y la presión de 200 atmósferas. Estas son condiciones conocidas en la práctica, por ejemplo, el gas natural comprimido (G.N.C.) que se utiliza en los vehículos comerciales se almacena en estas condiciones. En el caso del hidrógeno, estos valores son extremadamente distintos. Si bien la presión es menor a la del gas natural (10 atmósferas), la temperatura que debe lograrse es extremadamente baja, 250 °C bajo cero, condición a la cual tecnológicamente es muy difícil llegar y mantener.

Esta es la principal razón por la que no han tenido un desarrollo exitoso los vehículos de movilidad que utilicen hidrógeno como combustible y en su lugar se utilice gas natural comprimido o combustibles líquidos.

A continuación en las figuras 25 y 26 se muestran los diagramas de presión y temperatura de cada compuesto y se indica en azul la región en la cual se presentan en estado líquido:

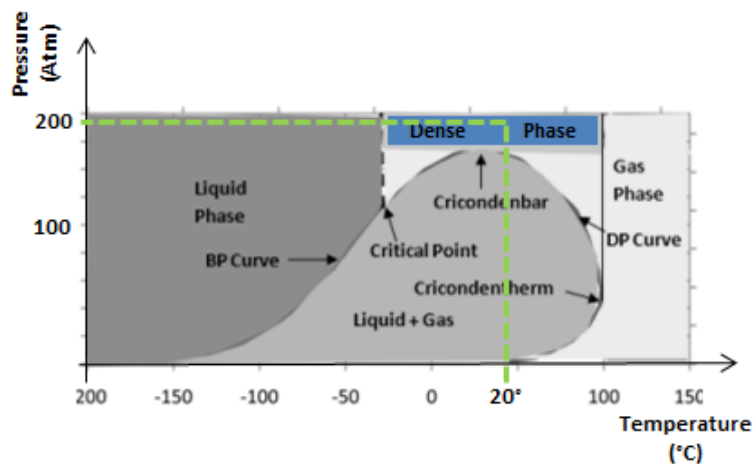


Figura 25 – Presión y temperatura del gas natural en estado líquido, Zütel, 2004.

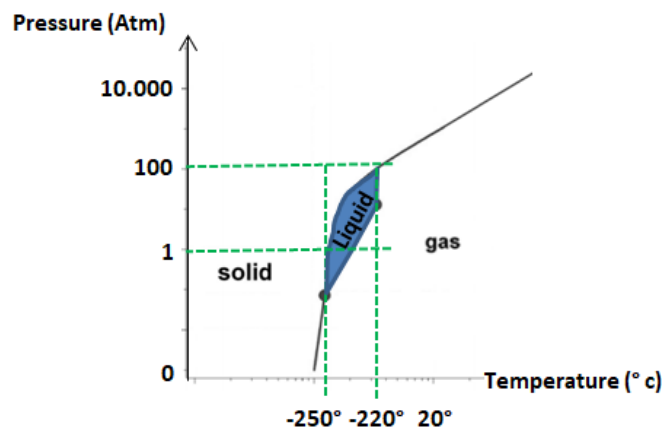


Figura 26 – Presión y temperatura del hidrógeno en estado líquido, Zütel, 2004.

4.2.4 Difusividad.

La difusividad es la capacidad que tiene el gas de expandirse cuando se libera a espacios abiertos. Se mide en centímetros cuadrados por segundo y expresa la velocidad de la superficie de gas que se expande. La figura 27 muestra la diferencia de propiedades de difusión entre el hidrógeno y el gas natural:

	Hydrogen	Natural Gas
<i>Flow parameters</i>		
Diffusion coefficient (cm ² /s)	0.61	0.16
Viscosity (μ-poise)	87.5	100
Density (kg/m ³)	0.0838	0.651
Sonic velocity (m/s)	1308	449
<i>Relative leak rates</i>		
Diffusion	3.80	1
Laminar flow	1.23	1
Turbulent flow	2.83	1
Sonic flow	2.91	1

8 Properties and Leak Rates of Hydrogen and Natural Gas

Figura 27 - Comparación de propiedades del hidrógeno y el gas natural, Srinivasan et al., 2015

Como puede observarse, el hidrógeno difunde 4 veces más rápido que el gas natural. Esto tiene implicancias directas en términos de seguridad ya que, como vimos, es un gas combustible en un amplio rango de mezcla con el oxígeno y cualquier falla en los sistemas de almacenamiento o transporte aumentaría las probabilidades de un potencial siniestro.

4.3 Matriz de capacidades claves a desarrollar en una eventual transición de Gas Natural a Hidrógeno.

Habiendo recorrido los principales aspectos técnicos que afectarían a la cadena de, almacenamiento, transporte, y obtención de energía en una eventual sustitución de gas natural por hidrógeno, se presenta en la figura 28 un resumen de las capacidades o actividades que deben desarrollarse, por cada actor involucrado, para lograr con éxito una transición:

Actividades claves a desarrollar en un eventual reemplazo de gas natural por hidrógeno			
Características que se modifican del gas natural frente al hidrógeno:	Equipos / Actores vinculados al almacenamiento	Equipos / Actores vinculados a Transporte	Equipos / Actores vinculados a la obtención de energía
Combustión			Identificar los beneficios de eliminar uno de los gases de efecto invernadero Verificar que equipos pueden trabajar con hidrógeno o al menos un porcentaje en su mezcla. Trazar un mapa de viabilidad de transformación a futuro hacia celdas de hidrógeno
Mezcla de componentes	Revisar si los equipos no se verían afectados	Revisar si los equipos no se verían afectados	Verificar el impacto en los equipos sobre los cambios en la mezcla y recalibrar a los valores requeridos por el hidrógeno
Velocidad de propagación de la llama	Revisar los protocolos de seguridad.	Revisar los protocolos de seguridad.	Revisar los protocolos de seguridad. Verificar el impacto dentro de los equipos que extraen la energía
Energía de ignición	Revisar los protocolos de seguridad.	Revisar los protocolos de seguridad.	Verificar el impacto sobre la calibración de los equipos
Densidad	Buscar alternativas de almacenamiento ya que las condiciones habituales para el stockeo de gas natural no tienen la misma eficiencia para el hidrógeno	Buscar alternativas al transporte ya que las condiciones en que se transporta el gas natural no tienen la misma eficiencia para el hidrógeno	
Difusividad	Revisar los protocolos de seguridad.	Revisar los protocolos de seguridad.	Revisar los protocolos de seguridad.

Figura 28 – Actividades clave a desarrollar en una transición.

Como se desprende de este resumen la sustitución total de un gas por otro no es inmediatamente viable, sino que debe realizarse progresivamente e ir evaluando los impactos por etapas. En los capítulos siguientes se desarrollarán los casos de otros países que intentan realizar este camino.

CAPITULO 5 - DESARROLLOS ACTUALES EN LA APLICACIÓN DEL HIDRÓGENO VERDE Y EL CONCEPTO DE ENERGÍA A GAS.

A esta altura hemos evaluado la historia del hidrógeno, sus usos actuales, sus tecnologías de obtención y, considerando que resulta estratégico encontrar fuentes energéticas independientes de los hidrocarburos, hemos visto el hidrógeno verde como una alternativa para el almacenaje y transporte de energía renovable.

Por otro lado en el último capítulo vimos que un reemplazo directo de gas natural por hidrógeno es impracticable. Sin embargo varios países del mundo están avanzando en el concepto de producir hidrógeno verde para inyectar a la red de gasoductos ya existentes en volúmenes acotados. Esta metodología, denominada energía a gas o (power to gas en inglés), permite obtener parte de los beneficios del hidrógeno mencionados en el apartado anterior, preparar las instalaciones para una futura transformación y almacenar energía renovable.

A continuación realizaremos un análisis de los avances a nivel mundial de esta metodología. A su vez mencionaremos otras prácticas para transformar el hidrógeno verde en energía o para utilizarlo en aplicaciones industriales, la figura 29 resume estos posibles usos:

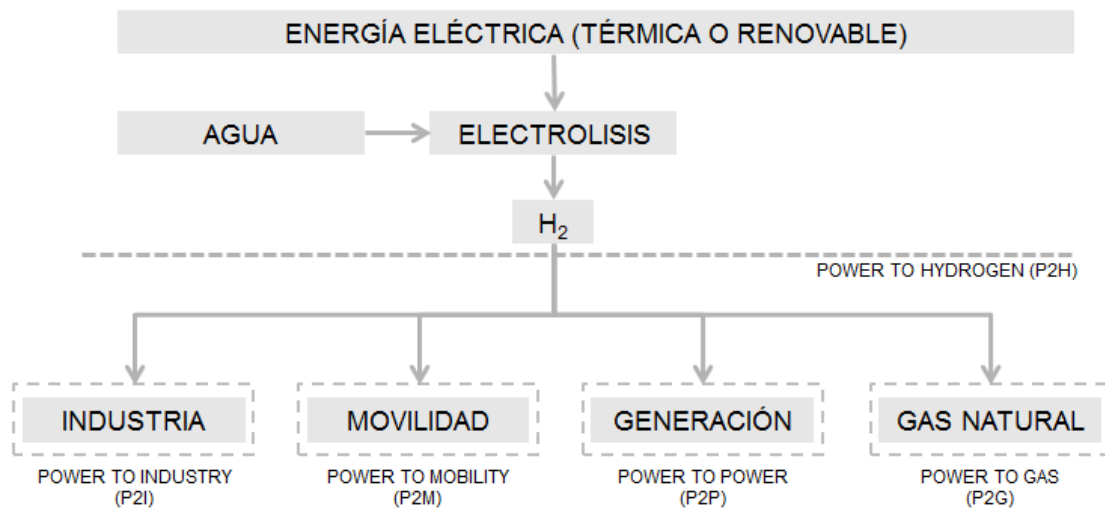


Figura 29 – Esquema por uso final del hidrógeno verde.

5.1 Energía a Gas y casos a nivel mundial.

Este procedimiento se caracteriza por adicionar hidrógeno a la red de gas natural. Como vimos anteriormente las características de cada compuesto son muy distintas por lo que esta práctica debe realizarse de forma controlada. A raíz de eso hay varios países donde se han efectuado pruebas piloto con éxito y han comenzado a inyectar hidrógeno a la red.

A continuación se listan los proyectos en funcionamiento y las toneladas (tns) anuales de inyección del gas:

Nombre del proyecto	País	Ciudad	Inyección (tns Anuales de H2)	Año de inicio de operaciones
Ameland	Holanda	Ameland Island	1	2008
Hybridkraftwerk Prenzlau	Alemania	Prenzlau	84	2011
PtG-Etzel	Alemania	Etzel	841	2013
RH2-WKA	Alemania	Grapzow	140	2013
designetz Pilotanlage Ibbenbüren	Alemania	Ibbenbüren	21	2013
w2h	Austria	Auersthal	14	2014
PtG Berlin-Schöneberg	Alemania	Berlin	1	2014
Thüga Strom zu Gas Plattform	Alemania	Frankfurt	42	2014
Energiepark Mainz	Alemania	Mainz	841	2014
Agerbæk/Helle-Project	Dinamarca	Agerbæk and Helle	1	2015
WindGas Hamburg	Alemania	Hamburg	140	2015
Underground Sun Storage	Austria	Pilsbach	84	2015
Stromlückenfüller	Alemania	Reußenköge	28	2015
HYPOS: locally	Alemania	Sonneberg	11	2015
Smart Power Farm	Reino Unido	Cheshire	1	2016
WindGas Haßfurt	Alemania	Haßfurt	175	2016
HyDeploy	Reino Unido	Newcastle	70	2019

Figura 30 – Principales proyectos de inyección de Hidrógeno a la red de Gas Natural, Patel, 2019

Como puede observarse estas pruebas piloto fueron realizadas en Europa y su mayoría en Alemania. Producto de éstas, Alemania y varios países europeos fueron especificando el rango máximo de hidrógeno que pueden contener sus gasoductos. La figura 31 representa las concentraciones máximas en volumen del hidrógeno dentro del gas natural para estos países.

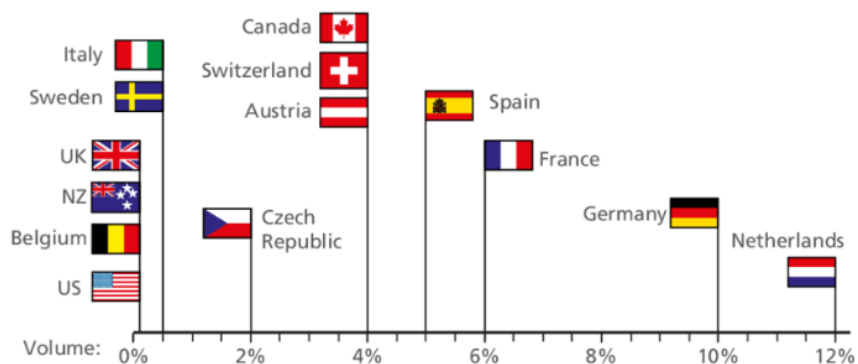


Figura 31 – Principales proyectos de inyección de Hidrógeno a la red de Gas Natural, National Research Council Canada, 2017

Como puede observarse Alemania y Holanda son quienes tienen una mayor aceptación al reemplazo de gas natural por hidrógeno.

En Argentina las especificaciones de gas natural no indican el porcentaje máximo de hidrógeno que puede contener. En caso de avanzar sobre la penetración de hidrógeno en la red de gas esto deberá modificarse al igual que en los países europeos.

5.1.1 Energía a gas: rendimiento obtenido.

Una de las principales desventajas que arrojó como resultado la implementación de estos proyectos fue el bajo nivel de rendimiento general de la operación, es decir la inyección y la recuperación de la energía en los equipos de generación. Esto se debe a que cada etapa de transformación tiene ineficiencias que devienen en pérdidas energéticas.

La figura 32 muestra la evolución de la eficiencia a lo largo de las distintas etapas de transformación:

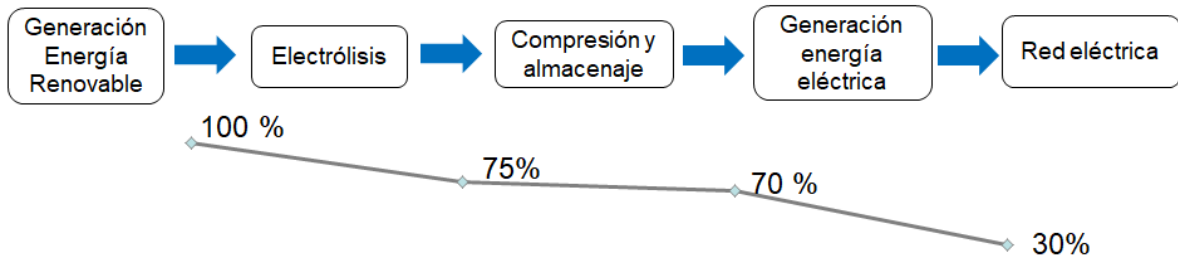


Figura 32 – Rendimiento total de un ciclo Energía-Gas-Energía IEA (2015)

Como puede observarse la suma total de las pérdidas llega casi al 70% e impacta en el costo resultante final.

5.1.2 Energía a gas: evolución de los proyectos.

A fin de tener un orden de magnitud de la evolución reciente de estos proyectos se presenta un gráfico del progreso de los últimos 20 años en la instalación de hidrolizadores para proyectos Energía a Gas:

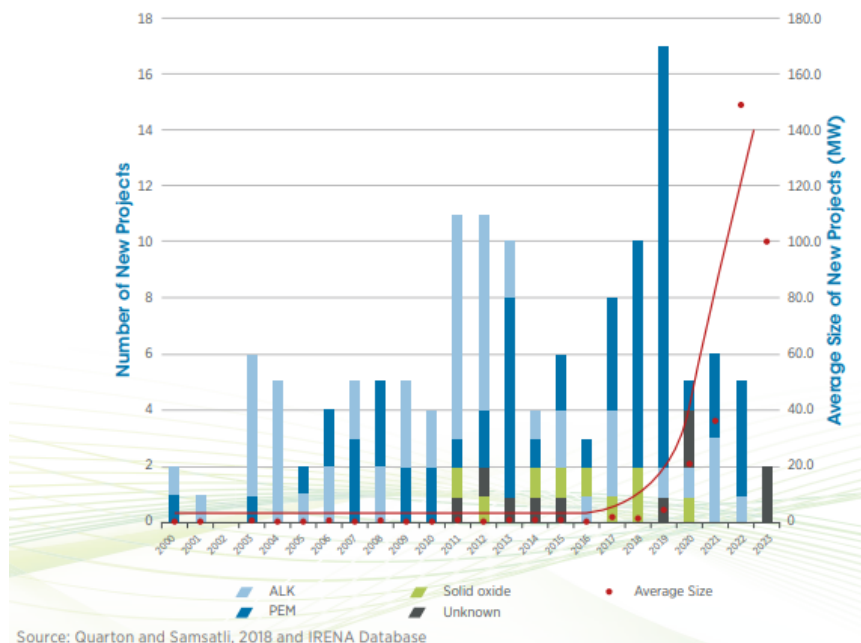


Figura 33 – Evolución de los proyectos Energía-Gas IRENA, 2019

Si bien puede observarse una tendencia al alza en la cantidad de proyectos instalados, barras acumuladas distinguidas por el tipo de tecnología de la celda electrolítica³, hasta la fecha ningún proyecto ha superado en promedio la capacidad de generación de 5MW de potencia, equivalentes a 700 toneladas por año de producción de Hidrógeno (curva en rojo). Este orden de magnitud se encuentra dentro del rango de las pruebas pilotos mencionadas en el apartado 5.1 lo cual demuestra que la tecnología aún se encuentra en una etapa madurativa.

5.2 Otras aplicaciones energéticas del hidrógeno verde sin inyección a la red de gas natural.

Como se muestra en la figura 29 hay otras alternativas a la inyección directa a la red. Estos proyectos se engloban dentro del concepto energía a energía (power to power en inglés). En estos casos el hidrógeno producido se almacena en forma subterránea en grandes volúmenes, debido a su baja densidad como detallamos en el capítulo 4, para luego ser explotado.

El método más utilizado es bombear el hidrógeno en cavernas de minas de sal en desuso.

Estos reservorios tienen la característica de ser inertes al hidrógeno, por lo cual puede mantenerse la pureza del gas durante el almacenamiento. Hay varios proyectos en el mundo que utilizan esta tecnología como es el caso de Estados Unidos y Reino Unido, la figura 34 muestra alguno de ellos:

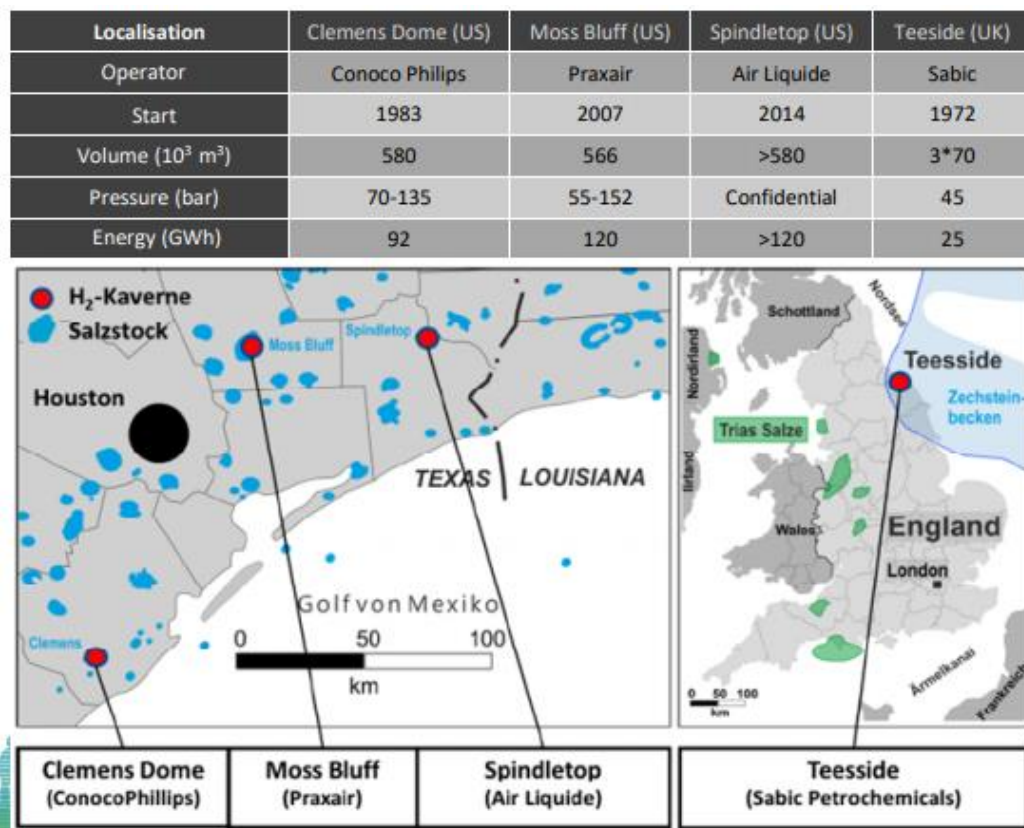


Figura 34 – Principales reservorios de hidrógeno subterráneos. Hévin (2019).

³Alk: Alcalinos, PEM: Membrana semipermeable, Solid Oxide: Membrana sólida, Unknown: Tecnología no relevada

5.2.1 Generación de gas natural a partir del hidrógeno verde.

Otra metodología similar a la mencionada en el apartado anterior consiste en bombear el hidrógeno en acuíferos subterráneos en desuso o en yacimientos ya explotados de petróleo o gas. El almacenamiento en estos espacios provoca un fenómeno denominado Metanogénesis, proceso mediante el cual el hidrógeno de forma lenta y natural se combina con el carbono presente en estos ambientes y genera metano (gas natural) que luego puede utilizarse en los equipos de generación.

Hay varios proyectos de este tipo a nivel mundial, pero se destaca el de Argentina Hychico. Este último es un proyecto donde el hidrógeno es bombeado a un yacimiento vacío de gas natural y se extrae el metano generado. La figura 35 muestra el esquema de funcionamiento de este proyecto:

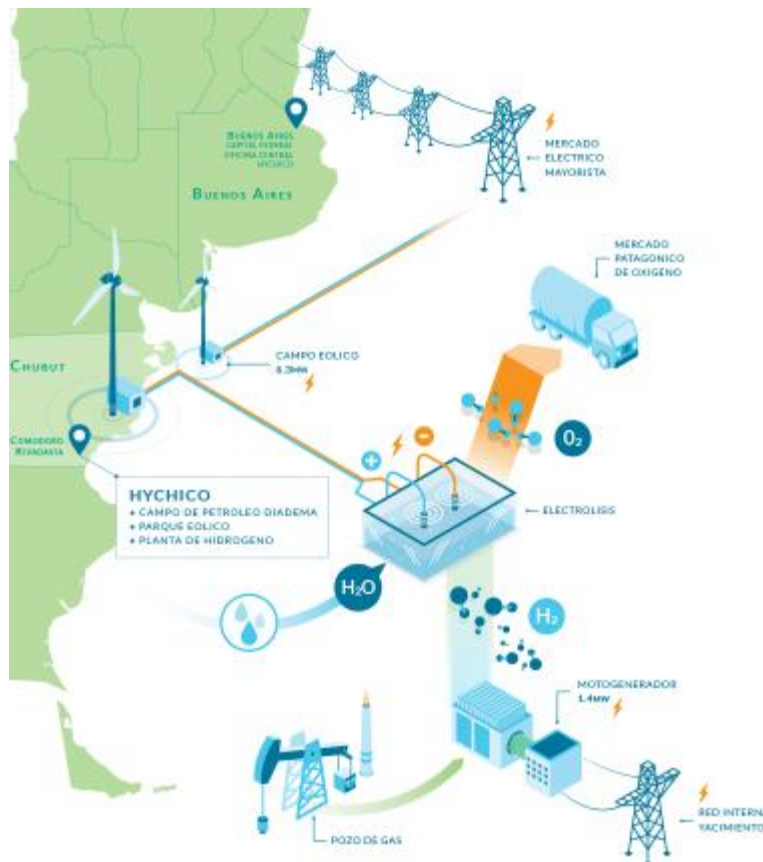


Figura 35 – Esquema de funcionamiento del proyecto Hychico, IRENA, 2019

5.3 Usos en la industria.

Como vimos anteriormente, las industrias que usan el hidrógeno son continuas, obtienen este elemento a partir del flujo de hidrocarburos y lo consumen in situ. Sin embargo hay proyectos para reemplazar parte del hidrógeno tradicional con hidrógeno verde. El principal objetivo es incluir una materia prima libre de emisiones para reducir la huella de carbono de su producto⁴.

⁴La huella de carbono es un indicador que totaliza todas las emisiones de gases de efecto invernadero a lo largo de la cadena productiva de un bien o servicio.

Los principales casos son muy recientes y se encuentran en etapa de evaluación de factibilidad. Por ejemplo, en Queensland Australia, la agencia Australian Renewable Energy Agency (ARENA) anunció una inversión de 2 millones de dólares para estudiar la factibilidad de alimentar con hidrógeno verde una planta piloto de amoníaco, sin embargo no se brindó información aún de los volúmenes de producción (Sonali, P. , 2019)

5.4 Usos en movilidad.

Como fue mencionado en el capítulo anterior, es posible extraer la energía del hidrógeno por medio de celdas sin emisiones de gases contaminantes. La particularidad de utilizar hidrógeno verde es que la cadena de valor completa (desde la producción hasta el uso en las celdas) es libre de emisiones. Esta tecnología por ser muy reciente y requerir un nivel de pureza muy alto en el gas, se limita al uso de vehículos.

CAPITULO 6 - ENERGIA A GAS, POTENCIAL APLICACIÓN EN ARGENTINA DEL HIDRÓGENO VERDE.

En este capítulo veremos cuáles son las posibilidades de aplicar esta metodología en Argentina.

En primer lugar evaluaremos el consumo anual del gas natural durante 2019 y suponiendo las especificaciones de mezclado de Alemania (país que vimos en el capítulo anterior que cuenta con la mayor cantidad de pruebas piloto realizadas) deduciremos el volumen a reemplazar por hidrógeno verde y la potencia de energía eólica necesaria para generarlo. Por último evaluaremos el potencial impacto ambiental de esta sustitución y veremos qué aspectos deberían considerarse en la normativa de la ley 26.123.

En el capítulo siguiente ahondaremos sobre el potencial eólico en la Argentina para entender el orden de magnitud de la capacidad de generación eólica que podría instalarse a este fin.

6.1 Consumo de gas natural en la Argentina en 2019 y el potencial reemplazo al 10% en volumen.

Según fuentes del ENARGAS (Ente Nacional Regulador del Gas) en Argentina se consumieron en 2019 un total de 36,9 mil millones de metros cúbicos (m³) de Gas Natural. La figura 36 muestra la evolución de este consumo:

Datos Operativos de Gas Natural: Total Sistema

Gas Entregado, por Tipo de Usuario

III.02 - Total¹ - En miles de m³ de 9300 kcal y en porcentaje
Año: 2019

Mes	Residencial	Comercial	Entes Oficiales	Industria ²	Centrales Eléctricas ³	SDB	GNC	Total							
Ene/2019	307903	9.5	82104	2.5	11158	0.3	1105490	34.1	1479878	45.6	63461	2.0	193813	6.0	3243807
Feb	284738	9.1	80599	2.6	10550	0.3	1086502	34.7	1425758	45.5	59560	1.9	183953	5.9	3131660
Mar	401696	12.7	99055	3.1	15623	0.5	1147871	36.4	1231479	39.0	52438	1.7	206138	6.5	3154301
Abr	501529	16.1	93918	3.0	21409	0.7	1134819	36.4	1098607	35.3	66779	2.1	198327	6.4	3115388
May	968685	25.7	132351	3.5	43733	1.2	1107085	29.3	1221276	32.4	92620	2.5	207984	5.5	3773736
Jun	1284736	31.4	153199	3.7	56088	1.4	1026930	25.1	1253712	30.6	117888	2.9	202185	4.9	4094737
Jul	1576808	34.0	183151	3.9	70944	1.5	987298	21.3	1473297	31.7	135770	2.9	214604	4.6	4641871
Ago	1372601	32.1	166013	3.9	70139	1.6	991121	23.2	1343976	31.5	122962	2.9	205042	4.8	4271855
Sep	1048863	27.8	138357	3.7	55694	1.5	1085109	28.7	1142902	30.3	98058	2.6	207328	5.5	3776311
Oct	745506	20.2	111579	3.0	38865	1.1	1373936	37.3	1124881	30.5	77273	2.1	216261	5.9	3688301
Total	8493067	23.0	1240325	3.4	394203	1.1	11046161	29.9	12795764	34.7	886811	2.4	2035635	5.5	36891967

¹ Total gas entregado a usuarios finales (incluye usuarios de distribución, by pass comercial, by pass físicos, RTP Cerri y usuarios en boca de pozo).

² Incluye RTP-Cerri (ver Cuadro II.02.02).

³ Incluye consumos de gas en boca de pozo (ver Cuadro III.01.03).

FUENTE: ENARGAS, en base a datos de las Licenciatarias de Gas y Usuarios en boca de pozo.

Figura 36 – Evolución del gas demandado en Argentina en 2019 por sector, Enargas 2019.

Tomando como ejemplo el caso de Alemania, y en el supuesto en el que fuese técnicamente viable reemplazar hasta un 10% del volumen del Gas Natural por Hidrógeno, en Argentina podrían inyectarse cerca de 3,7 mil millones de m³ de hidrógeno por año, el equivalente a 290 mil toneladas anuales.

Esta cantidad de hidrógeno verde podría generarse a partir de una potencia instalada de 3.700 Mega Watts (MW) de energía renovable⁵.

6.2 Beneficios ambientales de una sustitución al 10% en volumen del gas natural.

En la Argentina, según el último inventario anual de emisiones de gases de efecto invernadero, durante 2014 se emitieron una totalidad de 368,3 millones de toneladas de CO₂⁶. De esta cantidad, la generación de energía de fuentes térmicas aportó aproximadamente un 11% de las emisiones totales, es decir aproximadamente 42,86 millones de toneladas de CO₂, (Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable, 2014)

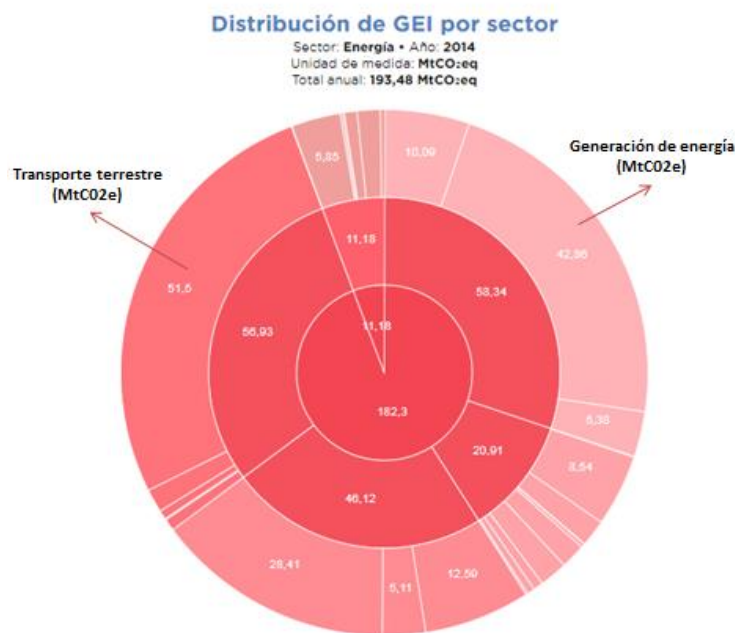


Figura 37 – Distribución de emisiones de gases de efecto invernadero durante 2014, Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable, 2014)

Asumiendo que en los equipos actuales fuese técnicamente viable utilizar el mezclado propuesto del 10% y que la obtención de energía lograda fuese libre de nitróxidos⁷ la contribución a la disminución de la huella de carbono durante el reemplazo de gas natural por hidrógeno sería aproximadamente de 4 millones de toneladas de CO₂.

Argentina en el Acuerdo de París en 2015 (Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable, s.f.) declaró un plan de monitoreo, control y mitigación de las emisiones de gas de efecto invernadero. Dicho compromiso puede observarse en la figura 38. El objetivo para 2030 es mantener las emisiones en 483 millones de toneladas anuales en un escenario conservador y

⁵ Considerando un consumo de hidrolizador de 51 KWe/Kg producido y un 50% de factor de capacidad de los equipos de generación.

⁶ Las emisiones de gases de efecto invernadero se miden en toneladas de CO₂.

⁷ Como vimos esto sería únicamente viable a partir de celdas de hidrógeno.

369 millones de toneladas en un escenario optimista sobre un escenario base sin acciones de mitigación donde se proyectan 592 millones de toneladas:

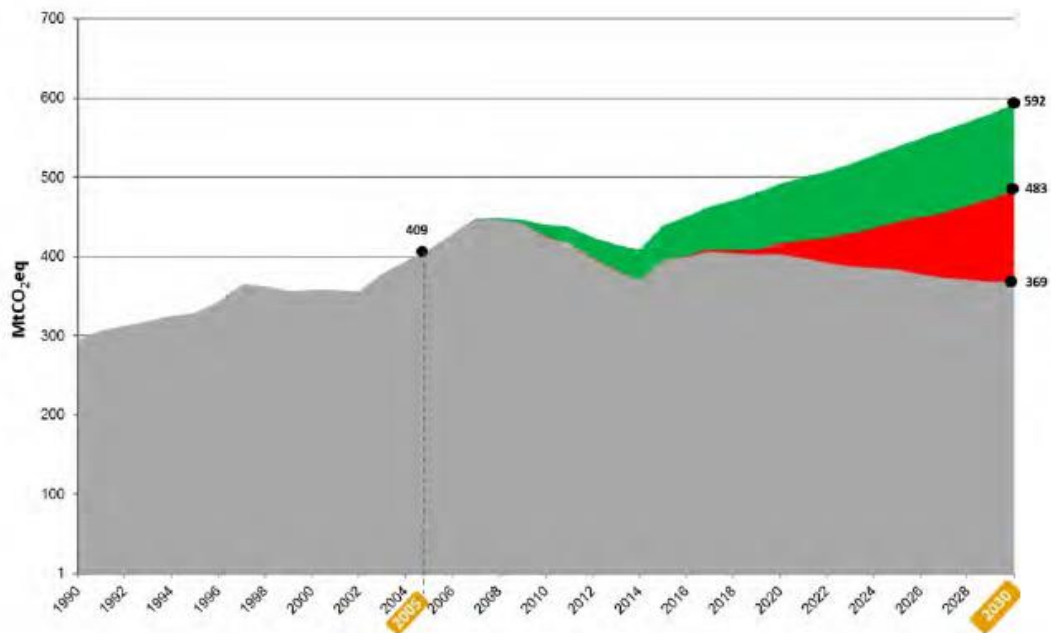


Figura 38 – Proyecciones de emisiones de gases de efecto invernadero, Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable, s.f.

Es decir Argentina proyecta eliminar 109 millones de toneladas de CO₂ por año en los próximos 10 años en su escenario conservador. Como puede concluirse, el aporte de 4 millones de toneladas de CO₂ producto de un mezclado de hidrógeno es del orden del 4% del objetivo que se propone nuestro país.

6.3 Marco legal en Argentina, Ley del hidrógeno 26.123.

Como indicamos en la introducción Argentina tiene promulgada una ley que promueve el desarrollo de la generación de hidrógeno. En la misma se declara de interés nacional el desarrollo de tecnologías que permitan la producción y uso del hidrógeno como combustible y vector energético a partir de fuentes renovables y no renovables. La ley fue sancionada en 2006 y prevé atribuciones de la autoridad de aplicación destinadas a fomentar esta industria por medio de un Plan Nacional de Hidrogeno (Ley 26.123, 2006). Sin embargo esta ley nunca se reglamentó⁸.

En el año 2018 el entonces senador Julio Cobos, presentó una propuesta para modificar parte de la ley modificando el objeto de interés hacia hidrógeno generado a partir de fuentes renovables sin embargo no fue tratada en el senado (Senado, 2018).

A continuación mencionaremos cuales serían los aspectos más importantes que deberían incluirse en caso de reglamentar esta ley en su aplicación a la metodología energía a gas:

⁸ Esto implica que a hoy no hay un impacto concreto sobre la aplicación de la ley.

- El hidrógeno puede ser un elemento contaminante dentro de la mezcla de gas cambiando las propiedades del mismo, por lo cual deben estudiarse los impactos a fin de poder especificar un rango de tolerancia en su inyección a la red.
- Los equipos existentes de generación de energía pueden no estar diseñados para aceptar hidrógeno en su mezcla combustible por lo cual su aplicación debería estar limitada a ciertos agentes y consumidores.
- La peligrosidad a la hora de manipular, debido a su alto poder de difusión, determina que se tengan que desarrollar nuevos protocolos de seguridad y reglamentación.
- El ingreso de un nuevo agente que inyecta gas a la red de gas natural puede aportar incertidumbre a la programación de llenado de los gasoductos⁹.

⁹ El llenado de los gasoductos es monitoreado diariamente para mantener la presión, producto de ello, la inyección de gas está regulada por un agente denominado “transportista”.

CAPITULO 7 - GENERACIÓN DE ENERGÍA EÓLICA EN ARGENTINA Y LA VIABILIDAD DE PROYECTOS ENERGÍA A GAS.

En este capítulo nos focalizaremos en la capacidad de los recursos para constituir un esquema energía a gas. Veremos que los principales recursos viento y agua se encuentran en la Patagonia y diseñaremos un proyecto típico para poder realizar una generación de hidrógeno verde e inyectarlo a la red. Esto nos servirá como puntapié inicial para entender los equipos a considerar en el próximo capítulo (evaluación económica).

7.1 Energía eólica en la Patagonia.

Argentina y en particular la región patagónica se caracterizan por ser una región con un buen recurso eólico. En la figura 39 se muestra un atlas mundial con las velocidades anuales medias de viento a 50 metros de altura. Como puede observarse nuestro territorio es de los más ventosos del mundo:

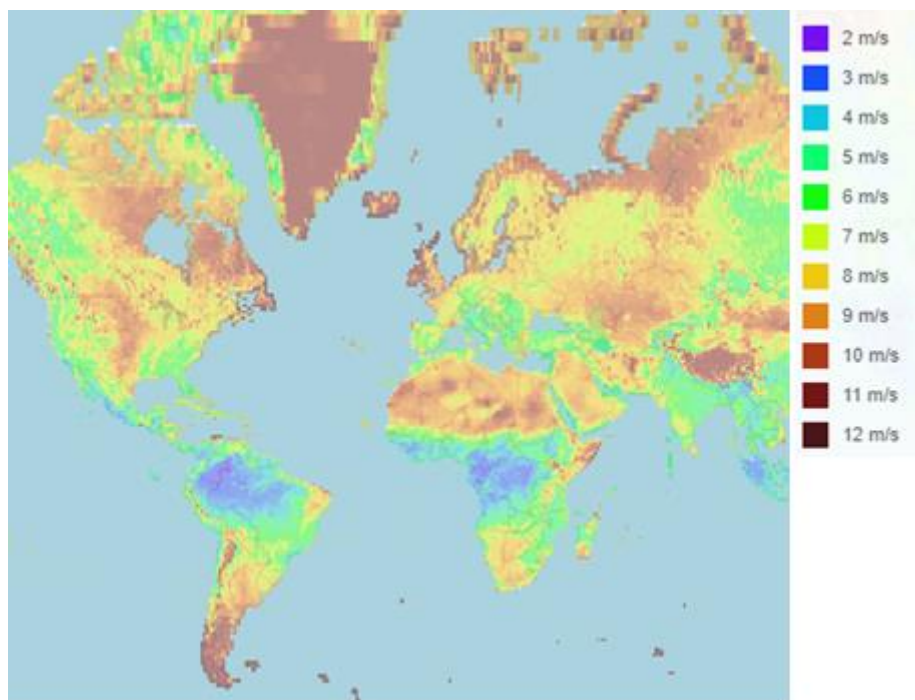


Figura 39 – Atlas de viento, IRENA, s.f.

A su vez, en la Argentina existe un desarrollo reciente en energía eólica. Según datos de la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA, 2020), la potencia total instalada de esta fuente energética asciende a los 2.400 MW¹⁰ y casi el

¹⁰ 912,7 GWh generados en Marzo de 2020 considerando un factor de capacidad del 50% en la generación.

40% de los proyectos están ubicados en la Patagonia. En la figura 40 puede observarse la ubicación de los proyectos eólicos en la Argentina a Octubre de 2019:

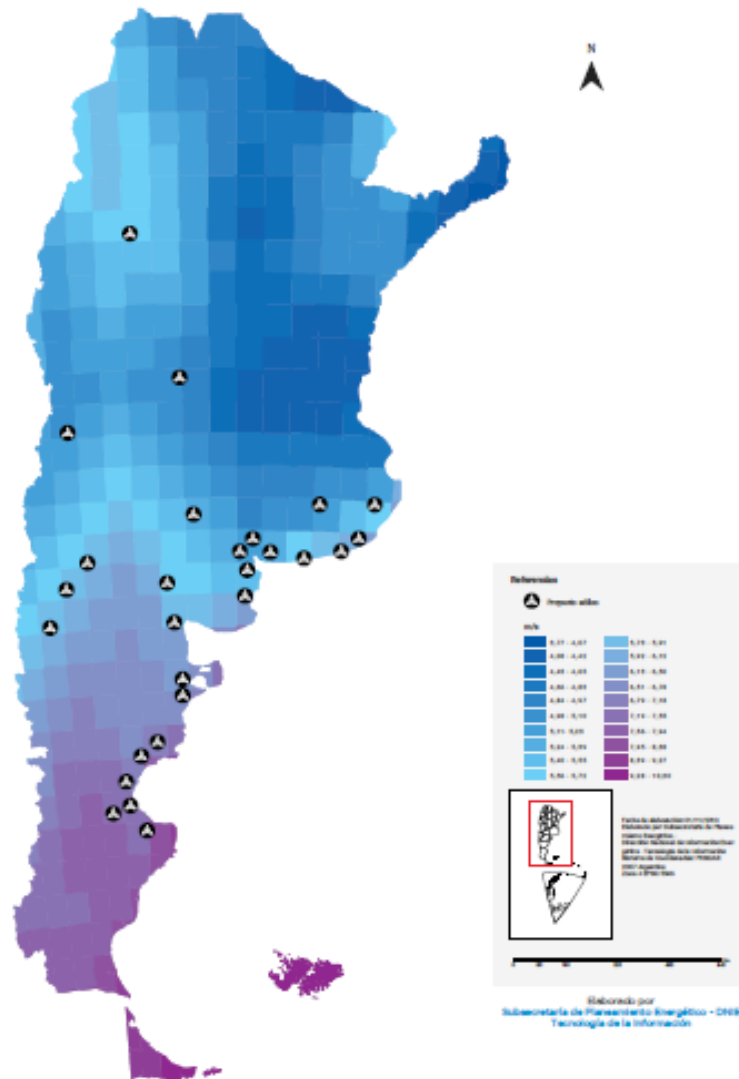


Figura 40 – Mapa de vientos e instalaciones de proyectos eólicos en Argentina, subsecretaría de planeamiento energético, 2019

7.2 Esquema propuesto de generación.

Como puede observarse en la figura 40 la mayoría de los proyectos se encuentran en la zona costera, esto se debe fundamentalmente a los accesos a la red de energía eléctrica. Al ser el agua uno de los recursos principales de la metodología Energía-Gas, se propone entonces seguir aprovechando esta disposición y agregar a los sistemas de generación una planta de desalinización de agua de mar. La figura 41 esquematiza los equipos a utilizar:

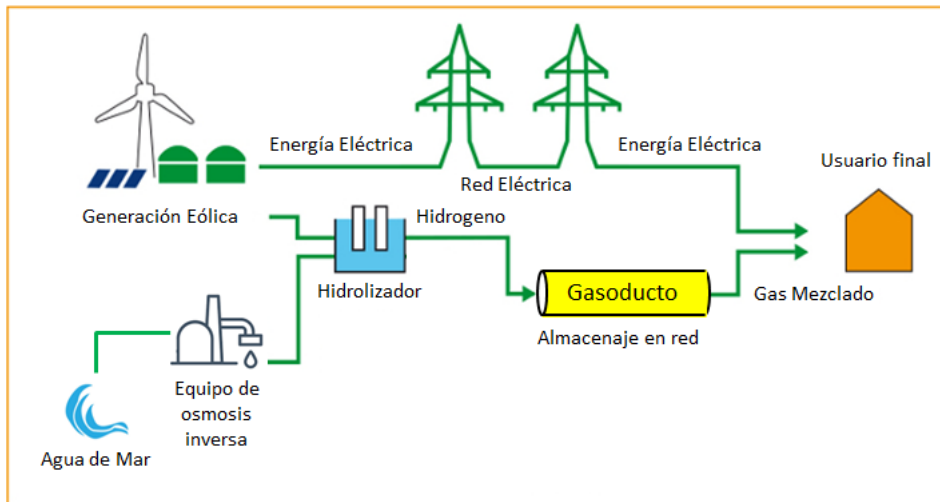


Figura 41 – Diagrama de un proyecto energía a gas con agua obtenida del mar

En el capítulo siguiente se realizará una evaluación económica contemplando los componentes indicados en la figura 41.

CAPÍTULO 9 - EVALUACIÓN ECONÓMICA.

En el capítulo anterior se presentó un diseño básico de una planta generadora de hidrógeno verde a fin de utilizarlo con la metodología energía a gas. Para realizar una evaluación económica que refleje la competitividad de este proyecto frente al gas natural calcularemos un costeo sobre la producción. Luego haremos una sensibilidad de dicho costo modificando los valores de inversión inicial y gastos de operación.

De esta forma obtendremos el valor actual de la producción de hidrógeno y podremos compararla contra valores de mercado del gas natural. Esto nos permitirá entender para que valores de gas natural y variaciones de inversiones y gastos del proyecto podría ser rentable el reemplazo.

Por último haremos una analogía basándonos en las curvas históricas de costo en función de la maduración para tecnologías similares la cual nos permitirá pronosticar cuándo podría el costo del hidrógeno igualar a las condiciones de mercado actuales del gas natural.

9.1 Inversiones y gastos considerados en el proyecto.

- Parque eólico y estación transformadora.

La inversión a considerar en equipos de generación puede ser estimada en 1,4 millones de dólares (Usd) por MW de potencia instalada. De dicho monto un 65% corresponde a equipamiento y el 35% restante a obra civil¹¹. Para el mantenimiento de los equipos se considera 20.000 Usd anuales/MW de potencia instalada. (Lazard, 2019)

- Planta desalinizadora de agua de mar.

La inversión en equipos e instalación se estimará en 2.000 Usd por metro cúbico de agua potable abastecida por día. Los gastos anuales de mantenimiento un 3% de la inversión inicial (Global Environmental Solutions, 2018).

- Hidrolizadores.

La inversión en equipos e instalación se estimará en 0,833 Millones de Usd/MW de potencia instalada (FHC, 2017).

El mantenimiento constará de una inversión cada 20 años (90.000 horas de uso con un factor de utilización del 50%) de 0,522 Millones de Usd/MW de potencia instalada (FHC, 2017).

- Estación de presurización y bombeo a red de Gas Natural.

Se considerará la inyección al sistema de gas natural a una presión de 60 bar con unidades de compresión y bombeo. La inversión en equipos e instalación se estimará en 0,777 Millones de Usd /MW de potencia instalada (FHC, 2017).

El mantenimiento anual de la estación de presurización corresponderá a un 8% del valor inicial de la inversión (FHC, 2017).

¹¹ En base a información de mercado y entrevistas con profesionales del sector (Fuente: Jorge del Priore, director de Compras Aluar y Mathias Tamhain especialista en tecnología eólica).

9.2 Resultado del proyecto.

A continuación en la figura 42 se presentan los resultados para un conjunto de hidrólisis de una potencia de 20MW y un parque eólico de generación de energía de la misma potencia. El conjunto produce anualmente 1.718 toneladas de hidrógeno. En el anexo 2 se detallan los subtotales de cada componente.

RESUMEN DE INVERSIÓN Y GASTOS DE MANTENIMIENTO	
Inversión total	USD 45.491.176
Mantenimiento equipos hidrolización (usd/año)	USD 395.160
Mantenimiento parque eólico (usd/año)	USD 388.889
Cambio celdas de hidrolizador cada (usd/20 años)	USD 521.700
Inversión prorrateada a 20 años (usd/año)	USD 2.274.559
RESUMEN DE COSTEO	
Costo Anual	USD 3.580.308
Potencia del conjunto (MW)	20
Producción anual (Toneladas)	1.718
Costo unitario (usd/kg)	USD 2
Costo unitario (usd/MMbtu)	USD 18,11

Figura 42 – Resumen de costeo

Realizando un costo directo, prorrateando los gastos operativos y la inversión por la vida útil (20 años) se obtiene un costo unitario de 18,11 Usd/MMBtu.

Hoy, los precios de mercado para Gas Natural están se encuentran en un rango de 2 Usd/MMBtu a 4 Usd/MMBtu, con lo cual resulta excesivamente alta la diferencia con el costo energético del Hidrógeno.

Realizando una simulación podemos obtener los rangos de reducción de los valores de inversión inicial y mantenimiento que logran que el costo de producción esté en el rango mencionado.

		COSTO DE LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO EN USD/MMBTU									
		% DE REDUCCIÓN EN LA INVERSIÓN INICIAL									
		10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	
% DE REDUCCIÓN EN GASTOS DE MANTENIMIENTO	10%	16,3	15,1	14,0	12,8	11,7	10,5	9,4	8,2	7,1	
	20%	15,6	14,5	13,3	12,2	11,0	9,9	8,7	7,6	6,4	
	30%	15,0	13,8	12,7	11,5	10,4	9,2	8,1	6,9	5,8	
	40%	14,3	13,2	12,0	10,9	9,7	8,6	7,4	6,3	5,1	
	50%	13,7	12,5	11,4	10,2	9,1	7,9	6,8	5,6	4,5	
	60%	13,0	11,8	10,7	9,5	8,4	7,2	6,1	4,9	3,8	
	70%	12,3	11,2	10,0	8,9	7,7	6,6	5,4	4,3	3,1	
	80%	11,7	10,5	9,4	8,2	7,1	5,9	4,8	3,6	2,5	
	90%	11,0	9,9	8,7	7,6	6,4	5,3	4,1	3,0	1,8	

Figura 43 – Sensibilidad del costo de producción a la inversión

Como puede observarse en la figura 43, la tecnología de reemplazo de gas natural con hidrógeno verde comenzaría a ser rentable, contra los valores actuales de gas natural, si se

disminuyen al menos un 80% los valores de inversión y de mantenimiento de este tipo de proyectos (valores indicados en verde).

Por otro lado, los valores que expresamos de gas natural corresponden a precios económicamente competitivos en comparación con los existentes de 2013 a 2015 cuando el gas se importaba de Bolivia, se utilizaba fuel oil como combustible, o se aplicaban restricciones a los consumos de gas. Por lo tanto vale destacar que pueden existir escenarios, como aquel entonces, de restricciones energéticas con un valor de gas cercano a los 10 Usd/MMBtu que harían rentable el proyecto con una disminución en los valores de inversión y gastos cercanos al 40% (indicados en amarillo en la figura 43).

9.3 Evolución de costos en tecnologías energéticas.

Las tecnologías para la generación de energía fueron disminuyendo históricamente sus costos de producción. Esto fue debido a la masificación de su uso a nivel mundial que permitió una industrialización intensiva, así como también nuevos desarrollos que permitieron disminuir los costos de inversión y operación.

Un caso típico para ilustrar la mejora en los costos es la evolución de los costos de energía eólica y energía solar. Como puede verse en el gráfico siguiente, en los últimos 10 años la energía eólica logró un descenso del 70% de su costo de generación, mientras que la solar fotovoltaica lo hizo casi en un 90%.

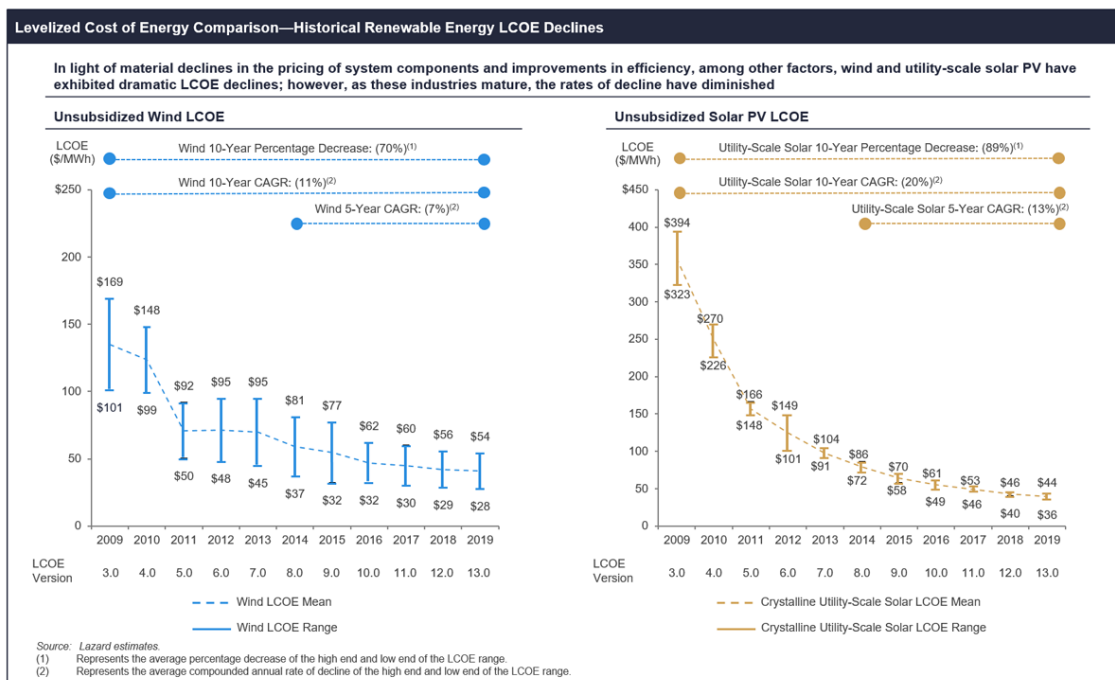


Figura 44 – Evolución de costos energía solar y fotovoltaica, Lazard (2019)

Suponiendo que la tecnología de los equipos asociados al proyecto siga la misma tendencia de costo descendente, podríamos suponer que dentro de 10 años los costos de generación de

hidrógeno para el reemplazo del Gas Natural podrían variar entre un 70 y un 90% , es decir de los 18,11 Usd/MMBtu resultantes del cálculo podrían descender a rangos entre 5,4 a 1,8 Usd/MMBtu siendo valores más cercanos a los precios de venta que hoy existen para el Gas Natural¹².

Por lo tanto, si bien con las condiciones actuales no es viable un proyecto de este tipo, podría serlo por causas coyunturales como crisis energéticas o, a futuro, por desarrollos de su tecnología.

¹² Se asume que los valores de inversión de energía eólica volverán a repetir la curva de maduración de la tecnología.

CONCLUSIONES.

Al inicio del trabajo recalcamos la necesidad estratégica de contar con una vía de almacenamiento a las energías renovables a fin de obtener una alternativa a la matriz energética a base de hidrocarburos. Esto permitiría disminuir el impacto de las fluctuaciones en oferta y en precios del gas natural y el petróleo aguas abajo en la cadena de producción. Presentamos entonces como una posible vía para lograr este objetivo la utilización de hidrógeno verde, es decir generado a partir de fuentes renovables, en reemplazo del gas natural. Esta estrategia permitiría obtener los beneficios de almacenamiento y sustitución buscados.

Para estudiar esta alternativa nos detuvimos primero en las características del hidrógeno y su historia. Explicamos entonces que sus primeros usos estaban relacionados a consecuencias que derivan de su simpleza química; es un gas liviano que le dio impulso a su uso en la industria aeronáutica; es inflamable y combustible, lo que permitió su uso en los primeros vehículos; y tiene la capacidad de reaccionar químicamente, lo que le concedió la masificación dentro de la industria petroquímica.

Luego investigamos sobre las fuentes de obtención y concluimos que el 99% de su producción depende de la matriz gasífera y petrolera. Sin embargo existe un 1% que se realiza a partir de agua y electricidad. Esta última metodología, si es abastecida a partir de fuentes renovables, produce hidrógeno verde.

Luego analizamos los aspectos técnicos y las principales dificultades que produciría un reemplazo del gas natural por hidrógeno. Encontramos que existen aspectos que pueden impactar fuertemente en el uso final del gas, en los sistemas de almacenamiento y transporte y en la seguridad durante las operaciones, concluyendo así que un reemplazo total hoy sería impracticable.

Posteriormente analizamos las tendencias mundiales existentes en la utilización del hidrógeno verde y observamos que en Europa hay varios proyectos donde este gas es inyectado a la red de gas natural. Tomamos como ejemplo el caso de Alemania donde puede aceptarse hasta un 10% de reemplazo y buscamos los beneficios que podría tener Argentina siguiendo esta vía. Entre ellos encontramos la posibilidad de instalar 3.700 MW de potencia de energía renovable adicionales a los 2.400 que cuenta hoy la Argentina y lograr una reducción como máximo del 4% de las emisiones de gases de efecto invernadero que tiene planificado nuestro país para 2025.

Por otro lado se analizaron los aspectos legales que deberían resolverse. Vimos que la ley 26.123 debería ser reglamentada y mencionamos los aspectos más importantes que deberían considerarse en su aplicación donde se destacan los aspectos operacionales y de seguridad. Por último realizamos una evaluación económica de un proyecto ubicado en la Patagonia para producir hidrógeno verde a partir de energía eólica.

Concluimos que el costo con valores actualizados de inversión y mantenimiento ronda los 2 Usd/kg de hidrógeno o 18 Usd/MMBtu. Este último costo en términos de energía puede ser

comparado contra los valores actuales del gas natural, los cuales se encuentran en un rango de 2 a 4 Usd/MMBtu.

Se concluye entonces, que el reemplazo de gas natural por hidrógeno verde dista de ser rentable, ya que la energía que podría obtenerse resulta entre 5 y 9 veces más cara.

Sin embargo los valores expresados de gas natural son económicamente bajos con respecto a un escenario con restricciones energéticas como sucedió durante 2013 a 2015. En ese período la escasez de este combustible provocó sobrepuestos que llevaban a este gas a valores superiores a los 10 Usd/MMBtu.

Realizando una sensibilidad a las inversiones y los gastos de mantenimiento encontramos que un proyecto de sustitución podría ser rentable económicamente, para los valores actuales de gas natural, luego de una disminución de los costos de inversión y gastos en un 80%, mientras que la misma situación se da para una baja del 50% considerando valores energéticos en un escenario de restricción.

Por último analizamos la evolución de costos de tecnologías similares como la eólica y la fotovoltaica para intentar pronosticar, suponiendo que las tecnologías vinculadas a la producción de hidrógeno verde siguiesen la misma curva, cuando podría este proyecto ser rentable. Como conclusión se desprende que en las condiciones mencionadas anteriormente, dentro de 10 años los valores de producción de hidrógeno podrían igualar a los valores actuales de gas natural.

Por lo tanto se concluye que Argentina, a pesar de tener un gran potencial eólico y los recursos necesarios para lograr la producción de hidrógeno verde, debe trabajar a fin de investigar los potenciales impactos a niveles operativos, de seguridad y prepararse para una eventual transición ordenada a este tipo de combustibles que aún no son rentables.

En el camino hacia la transición pueden existir nichos de proyectos que justifiquen la inversión en casos donde la energía del gas natural sea extremadamente cara.

Por otro lado resulta interesante a futuro investigar sobre la evolución de las celdas de hidrógeno a nivel industrial o sistemas de almacenamiento independientes a la red de gasoductos como es el caso de Hychico. Estas dos tecnologías podrían permitir generar sistemas aislados a la red de interconexión gasífera y eléctrica y, potencialmente nuevos polos de desarrollo.

BIBLIOGRAFÍA.

ARAT, H., & SÜRER, M. (2017). State of art of hydrogen usage as a fuel on aviation.

BMW Hydrogen 7. (2020). Obtenido de https://en.wikipedia.org/wiki/BMW_Hydrogen_7

Energas. (2019). Datos Operativos de Gas Natural: Total Sistema 2019. Obtenido de <https://www.energias.gob.ar/secciones/transporte-y-distribucion/datos-operativos-subsec.php?sec=3&subsec=2&subsecord=02>

FHC. (2017). Study on early business cases for H2 in energy storage and more broadly power to h2.

IEA. (2019). Global demand for pure hydrogen, 1975-2018. Obtenido de from <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/global-demand-for-pure-hydrogen-1975-2018>

Hévin, G. (2019). Presentación, Paris. Obtenido de <http://www.energnet.eu/sites/default/files/3-Hevin-Underground%20Storage%20H2%20in%20Salt.pdf>

Hydrogen Production: Electrolysis. (s.f). Obtenido de <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-production-electrolysis>

Hydrogen Tools. (s.f.). Hydrogen Compared with Other Fuels. Obtenido de <https://h2tools.org/bestpractices/hydrogen-compared-other-fuels>

Hydrogen Tools (s.f.). Hydrogen Density at different temperatures and pressures. Obtenido de <https://h2tools.org/hyarc/hydrogen-data/hydrogen-density-different-temperatures-and-pressures>

IEA. (2015). Technology Roadmap - Hydrogen and Fuel Cells

IRENA. (2018). Power system flexibility for the energy transition.

IRENA. (s.f.). Global wind atlas. Obtenido de <https://irena.masdar.ac.ae/gallery/#tool/10>

IRENA. (2019). Hydrogen: a renewable energy perspective.

Jovana, D. and Svetlana, S. (2017). Review on Compressed Hydrogen as Contemporary Renewable Energy Resource.

KLEIN, C. (2012). The Hindenburg Disaster: 9 Surprising Facts. de HISTORY. Obtenido de <https://www.history.com/news/the-hindenburg-disaster-9-surprising-facts>

Lazard (2019) Levelized Cost of Energy and Levelized Cost of Storage 2019. Obtenido de <https://www.lazard.com/perspective/lcoe2019>

Ley 26.123. (2006). Poder Ejecutivo Nacional. Artículo 1

Linde. (2013). Linde Engineering Division in India. Obtenido de https://www.lindeengineering.com/en/images/LEI_1_1_e_12_150dpi_tcm19-97150.pdf

Moreno, F. (2010). El Primer Motor De Combustión Interna Funcionaba Con Hidrógeno. Obtenido de <https://www.diariomotor.com/2010/07/26/el-primer-motor-de-combustion-interna-funcionaba-con-hidrogeno>

National Research Council Canada. (2017). Review of hydrogen tolerance of key Power-to-Gas (P2G) components and systems in Canada.

OSE GUANIDINE – SAFE, CLEAN & FLEXIBLE. (2006). Obtenido de <https://nh3fuelassociation.org/wp-content/uploads/2012/05/oregonsustainableenergy.pdf>

Patel, S. (2019). A Review of Global Power-to-Gas Projects To Date. Obtenido de <https://www.powermag.com/a-review-of-global-power-to-gas-projects-to-date-interactive/>

Perdaman Chemicals to build world's largest ammonia plant in Western Australia. (s.f.). Obtenido de <https://www.fuelsandlubes.com/perdaman-chemicals-build-worlds-largest-ammonia-plant-western-australia/>

Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable. (2014). Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero. Obtenido de <https://inventariogei.ambiente.gob.ar/resultados>

Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable. (s.f.). NDC Argentina revisada. Obtenido de <https://www.argentina.gob.ar/ambiente/sustentabilidad/cambioclimatico/contribuciones>

Senado. (2018). ENERGÍAS RENOVABLES: COBOS IMPULSA EL USO DEL HIDRÓGENO COMO COMBUSTIBLE. Obtenido de <https://www.senado.gov.ar/prensa/16103/noticias>

Sonali, P. (2019, 30 Sept). Australia backs trials to produce green hydrogen to make ammonia. Reuters. Obtenido de <https://www.reuters.com/article/us-australia-hydrogen-incitec-pivot/australia-backs-trials-to-produce-green-hydrogen-to-make-ammonia-idUSKBN1WF0CF>

Srinivasan, S., Sherif, S., Barbir, F., Veziroglu, T., Mahishi, M., & Pratt, R. (2015). Hydrogen Energy Technologies. The CRC Press Series In Mechanical And Aerospace Engineering.

Subsecretaría de planeamiento energético (2019). Intensidad de vientos y distribución de proyectos eólicos renovar. Obtenido de http://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/sig/mapas_tematicos/10_intensidad_de_vientos/mapa_pot_vientos_2019_300dpi.pdf

Top 10 large oil refineries. (2013). Obtenido de <https://www.hydrocarbons-technology.com/features/feature-top-ten-largest-oil-refineries-world/>

Zütel, A. (2004). Hydrogen storage methods.

ANEXO 1 – FUNCIONAMIENTO DE UNA CELDA DE HIDRÓGENO.

Previamente a entender el funcionamiento de la celda, es importante conocer que en condiciones normales de presión, temperatura y humedad la molécula de hidrógeno tiende, de forma natural, es decir sin catalizadores ni aditivos que potencien la reacción, a combinarse con el oxígeno para formar agua.

Este fenómeno ocurre debido a la alta afinidad (o tendencia a combinarse) que existe entre ambas moléculas. Este es el hecho por el cual no se encuentra en la naturaleza hidrógeno como molécula independiente, sino combinado mayormente con oxígeno.

La celda de hidrógeno aprovecha este principio. A continuación se describe conceptualmente su funcionamiento.

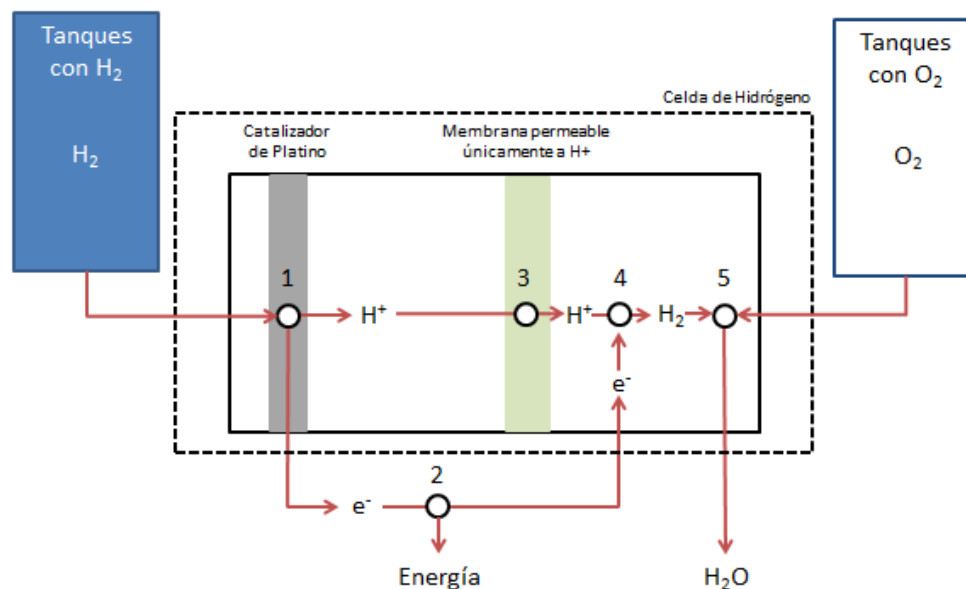


Figura A – Esquema de una celda de hidrógeno

En primer lugar existen dos fuentes de alimentación tanto de oxígeno como de hidrógeno, en la figura A fueron representados como “Tanques con H₂” y “Tanques con O₂”. Tanto el hidrógeno como el oxígeno ingresan a la celda para reaccionar. Sin embargo por el simple hecho de entrar en contacto se llevaría a cabo la reacción natural descrita más arriba. Para evitar esto, se coloca una membrana permeable a moléculas cargadas positivamente, en la figura indicada como “membrana permeable únicamente a H⁺”, que impide el paso de la molécula natural de hidrógeno. Por otro lado, previo a esta membrana, se coloca un catalizador de platino. El hidrógeno que ingresa a la celda entra en contacto inmediatamente con el catalizador (Proceso indicado como 1 en la figura). La función de este último es extraer un electrón. Esto se debe a que químicamente este tiene más afinidad para combinarse con el platino (figura B).

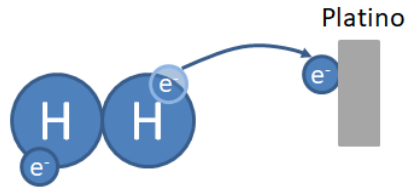


Figura B – Captación de un electrón por el platino

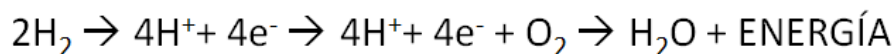
Como consecuencia, el hidrógeno queda libre y positivamente cargado (hidrógeno positivo) y el electrón (carga negativa) queda depositado en el platino.

Con esta configuración el Hidrógeno Positivo puede traspasar la membrana permeable y encontrarse con el oxígeno (indicado como 3 en la figura A). Sin embargo, debido a su estado de carga, no puede combinarse con él para formar agua. Para permitir esto, el electrón proveniente del hidrógeno, que está en el platino, debe trasladarse, evitando la membrana, hasta llegar a combinarse nuevamente con el hidrógeno (indicado como 4 en la figura A). Una vez recombinado, el hidrógeno reacciona con el oxígeno formando agua (indicado como 5 en la figura A).

La característica más importante de este proceso es la traslación del electrón desde el platino hasta su recombinación con el hidrógeno. En definitiva un electrón en movimiento es la definición de corriente eléctrica, es decir una manifestación de energía eléctrica que puede utilizarse como fuente (indicado como 2 en la figura A).

En otras palabras, en el camino del electrón hacia la recombinación del hidrógeno puede colocarse un motor eléctrico, una lámpara, o cualquier elemento que permita la utilización de esta corriente eléctrica.

En resumen, la ecuación que rige el proceso que ocurre en la celda de hidrógeno es el siguiente:



ANEXO 2 - RESUMEN DE COSTEO DE HIDRÓGENO VERDE.

ELECTROLIZADOR DE 20 MW DE POTENCIA	
Inversión total (usd)	USD 16.650.000
Revamp cada 20 años (usd)	USD 10.434.000
Producción unitaria del equipo (Kg/h)	392
Consumo de agua del equipo (lts/kg)	15
Factor de capacidad de la Patagonia	50%
Producción Anual (Kg)	1.717.647
Producción Anual M3 NPT	20.509.219
Consumo de energía en electrolizador (Mwh/Año)	85.882
Gastos anuales de mantenimiento (usd/año)	USD 333.000
PLANTA DESALINIZADORA DE MAR (BASE 1500M3/DÍA)	
Inversión total (usd)	USD 141.176
Consumo de agua anual (M3/Año)	25.765
Consumo de agua diario (m3/día)	71
Consumo energético por lt (kwh/m3)	3,5
Consumo de energía en Osmosis inversa (mwh/año)	90
Potencia media planta OI (MW)	0,01
PARQUE EÓLICO 20MW	
Potencia del parque eólico (Mw)	20
Inversión total (usd)	USD 28.000.000
Gastos anuales de mantenimiento (usd/año)	USD 388.889
ESTACIÓN COMPRESORA	
Inversión total (usd)	USD 700.000
Gastos anuales de mantenimiento (usd/año)	USD 62.160
RESUMEN DE INVERSIÓN Y GASTOS DE MANTENIMIENTO	
Inversión total	USD 45.491.176
Mantenimiento equipos hidrolización (usd/año)	USD 395.160
Mantenimiento parque eólico (usd/año)	USD 388.889
Cambio celdas de hidrolizador cada (usd/20 años)	USD 521.700
Inversión prorrateada a 20 años (usd/año)	USD 2.274.559
RESUMEN DE COSTEO	
Costo Anual	USD 3.580.308
Potencia del conjunto (MW)	20
Producción anual (Toneladas)	1.718
Costo unitario (usd/kg)	USD 2
Costo unitario (usd/MMbtu)	USD 18,11