

## CURSO #HIDRÓGENOXMUJERES

### BIBLIOGRAFÍA, PREGUNTAS Y RESPUESTAS

#### PREGUNTAS Y RESPUESTAS CLASE 1

1.- EL HIDRÓGENO PODRÍA SER UNA ALTERNATIVA PARA TENER MAYOR SEGURIDAD ENERGÉTICA, ¿QUÉ TAN FACTIBLE ES QUE CHILE ADEMÁS PUEDA TRANSPORTAR HIDRÓGENO? ESPECIALMENTE CONSIDERANDO PAÍSES COMO JAPÓN, QUE GENERÓ UNA OFERTA ABIERTA INTERNACIONAL PARA ADQUIRIRLO, CON UN PRECIO POR  $\text{NM}^3$  DE HIDRÓGENO.

Es factible técnicamente, el análisis a realizar es qué tan factible es económicamente y si la evaluación económica resulta en si es conveniente invertir en la exportación de hidrógeno. Dependiendo de la tecnología para generación de hidrógeno y para el almacenamiento, los costos y tiempos de evaluación de los proyectos varían enormemente. A modo de referencia se recomienda revisar el documento “The Future of Hydrogen”, 2019, de IEA.

2.- ¿CUÁL ES EL INCONVENIENTE DE QUEMAR EL HIDRÓGENO, QUE TAN CONTAMINANTE ES?

Si hablamos de hidrógeno puro (no la mezcla con gas natural), no se produce contaminación, ya que el producto de la combustión del hidrógeno es solo agua y calor.

Existe la posibilidad, cuando la combustión se realiza con aire (la alternativa es utilizar oxígeno puro, pero poco común), que se produzcan óxidos de nitrógeno, los cuales al ser liberados a la atmósfera y mediante reacciones fotoquímicas (reacciones químicas que se producen en presencia de luz solar) producen lo que se conoce como smog fotoquímico. Por otro lado, el óxido de nitrógeno ( $\text{NO}_2$ ) posee un potencial de calentamiento global 298 veces mayor que el  $\text{CO}_2$ .

Estos compuestos, al producirse en pequeñas cantidades, pueden ser capturados por catalizadores (como en los vehículos), evitando que lleguen a la atmósfera. Por esto la combustión del hidrógeno se considera limpia.

3.- EN ESTE MOMENTO, EN CHILE, ¿LAS INVESTIGACIONES SOBRE EL HIDRÓGENO SOLO ESTAN A NIVEL UNIVERSITARIO O EXISTEN EMPRESAS PRIVADAS O ESTATALES QUE ESTÁN INVIRTIENDO EN ESTO?

Actualmente en Chile existen sólo 4 empresas que tienen plantas de producción de hidrógeno: Linde Gas, Hidrógenos Biobío, Indura y Enel/EPS. Las dos primeras empresas producen hidrógeno a través del proceso de reformado de gas metano con vapor, Indura en cambio posee dos plantas de producción de hidrógeno a través de electrólisis para producir hidrógeno de alta pureza (99,999%), Indura utiliza el hidrógeno para el proceso “baño de estaño” que se utiliza en la producción de vidrio flotado y también comercializa el hidrógeno a la industria nacional transportándolo para aplicaciones en usos como gas refrigerante (industria de alimentos) y gas reductor (industria de acero y metales). Por otro lado, Linde Gas e Hidrógenos Biobío producen hidrógeno con el propósito de suministrarlo a las refinerías de Concón y de Biobío de la ENAP.

Por su parte, Enel/EPS tiene una planta de producción de hidrógeno, en Cerro Pabellón, alimentada con paneles fotovoltaicos (es decir producción de hidrógeno verde) y con sistema de almacenamiento de energía en forma de hidrógeno. La micro-red posee una instalación fotovoltaica con capacidad de 125 kWp (kW peak) de potencia nominal con dos sistemas de almacenamiento de energía, uno basado en hidrógeno y otro basado en baterías de ion-litio, con capacidad total de almacenamiento superior a 580 kWh.

Existen también dos consorcios mineros (proyectos CORFO): Uno es de ALSET (con la Pontificia Universidad Católica de Chile PUC) que busca desarrollar y generar un piloto de camión minero de extracción CAEX que funcione con combustión dual Diesel-Hidrógeno (inyección híbrida en motor a combustión interna), el presupuesto asignado al proyecto es de \$3.500.000.000. El otro consorcio lo tiene la Universidad Técnica Federico Santa María para generar un prototipo de vehículo para la minería subterránea que funcione en base a celda de combustible alimentada con hidrógeno (el prototipo de camión a desarrollar supone un tren de fuerza de accionamiento eléctrico), el presupuesto asignado a este proyecto es de \$650.000.000.

Se desarrollan también investigaciones en Chile en distintas universidades sobre sistemas de producción, nuevos materiales y métodos de producción, optimización de procesos en celdas de combustibles y electrolizadores, almacenamiento, entre otros. Particularmente la Universidad de Chile ha desarrollado una línea de investigación sobre celdas de combustible sólido óxido, celdas biológicas y foto-electroquímicas, también tienen un área experimental dedicada a producción de H<sub>2</sub> a partir de reformado de gases o gasificación y un área de investigación para el desarrollo de materiales (membranas) para electrolitos sólidos y electrodos de celdas de combustible sólido óxido.

Existen estudios sobre optimización de catalizadores y membranas, teóricos y experimentales, que se llevan a cabo en otras universidades del país, aplicaciones de H2 en motores Diésel a combustión interna, investigación sobre materiales (nano-materiales) para componer tanques que almacenen H2 por adsorción, generación de H2 verde a partir de turbinas eólicas y paneles solares, entre otros.

---

4.- SE COMENTÓ POR TEMAS DE SEGURIDAD QUE NO ERA POSIBLE AÑADIR ODORANTES PARA SU DETECCIÓN, PERO NO SE COMENTÓ RESPECTO A COLORANTE, ¿ESTO SERÍA POSIBLE?

Más que por temas de seguridad, añadir odorantes no es recomendable, ya que dificultan el aprovechamiento del hidrógeno, actuado como un "contaminante" dentro de las celdas de combustible. Lo mismo aplica para los colorantes.

---

5.- ¿DÓNDE SE DEFINEN LOS COLORES DEL HIDRÓGENO DE MANERA FORMAL? PORQUE HE VISTO QUE DICEN QUE EL HIDRÓGENO VERDE ES 100% CON ENERGÍA RENOVABLES (COMO EN ESTA CLASE) Y EN OTROS LADOS HE VISTO QUE DICEN QUE EL HIDRÓGENO VERDE ES CON UN MÍNIMO DE 80% DE ENERGÍAS RENOVABLES Y EL RESTO PUEDE SER DE OTRO TIPO.

Una buena fuente que recomendaría con respecto a la definición de los colores del hidrógeno son los informes que publica el World Energy Council, International Renewable Energy Agency (IRENA) o la International Energy Agency (IEA). Pero siendo técnicamente claros, la idea de utilizar el nombre hidrógeno verde hace referencia al "hidrógeno renovable", es decir, que viene de un proceso de producción por medio de electrólisis (dentro de un electrolizador) utilizando como materia prima agua desalinizada o agua dulce y electricidad generada 100% a partir de fuentes de energía renovables.

El uso del hidrógeno como vector energético es relativamente nuevo, por lo cual muchas regulaciones ni siquiera lo consideran dentro de categoría de combustible o de sustancia regulable en términos de energía. Toda vez que las fuentes de energías limpias se vuelven importantes, así como la necesidad de asegurar su origen. Será necesario que cada país, en sus propias regulaciones o bien mediante un tratado o acuerdos internacionales, establezcan claramente estas definiciones.

---

6.- ¿TANTO EL H2 GRIS COMO EL AZUL DEBEN PURIFICARSE POR PROVENIR DE COMBUSTIBLES FÓSILES?

Exacto, de hecho, el producto intermedio que se obtiene desde el proceso productivo del hidrógeno azul y gris (antes de obtener  $H_2$  puro o lo más puro posible), es el Syngas o gas de síntesis, este consiste en un combustible gaseoso obtenido a partir de la quema de combustibles fósiles compuesto por monóxido de carbono e hidrógeno. Para obtener la molécula di-atómica de hidrógeno (pura) es necesario tratar el Syngas mediante 3 procesos de depuración y acondicionamiento del mismo con el objetivo de eliminar o reducir al máximo el contenido de CO (monóxido de carbono), estos son: Limpieza de gases a baja temperatura, Limpieza de gases a alta temperatura y Ajuste final de la composición del gas. Para el primer proceso mencionado, primero el syngas sufre una etapa de separación de partículas pesadas en un ciclón, a continuación se llevan a cabo una serie de etapas que constituyen la limpieza a baja temperatura y que incluye un lavado con agua y la eliminación, mediante una purificación, de los gases ácidos ( $H_2S$  y/o  $CO_2$ ) Para el segundo proceso mencionado, se lleva a cabo una etapa de eliminación de partículas aumentando la temperatura de operación y reduciendo la concentración y tamaño de partícula mediante filtración (filtros cerámicos, precipitadores electrostáticos, filtros de lechos granulares o de tejido/fibra), luego la eliminación de los compuestos de azufre se realiza por adsorción. Finalmente para el último proceso mencionado, además de eliminar las impurezas que van quedando en el Syngas, es necesario someterlo a un conjunto de etapas de ajuste de su composición en función del uso final al que se destine el  $H_2$  (el  $H_2$  resultará tan puro como lo requiera la tecnología o aplicación para la cual se destinará); la primera etapa de este último proceso de ajuste de composición del gas es el reformado con vapor de agua o seco (con  $CO_2$ ) o una combinación de ambos u otros hidrocarburos ligeros para reducir su contenido en el gas del 0,5% (máximo 1%) e incrementar el de  $H_2$ .

---

#### 7.- ¿CUÁL ES EL BALANCE ENERGÉTICO, SIN CONSIDERAR TRANSPORTE, DE LOS DISTINTOS TIPOS DE ALMACENAMIENTO DE HIDRÓGENO?

El balance energético depende de la forma de obtención del hidrógeno, la forma de almacenamiento para el transporte y finalmente la forma de utilización. Para poder responder a esta pregunta lo abordaré desde la eficiencia de los procesos. Entendiendo que la eficiencia da cuenta de la relación energía generada con respecto a la energía consumida. Las eficiencias de generación de hidrógeno según la tecnología son: reformado de gas natural (66%), electrólisis de agua (51%), gasificación de carbón (70%), gasificación de agua (41%) y gasificación de biomasa (51%). Las eficiencias en almacenamiento son: celda de combustible PEM, alcalino (AFC) y óxido sólido (SOFC) 60%, celda ácido fosfórico (PAFC) 40%, celda carbonato fundido (MFCF) 50%, gas comprimido a 350 bar 75%, licuefacción

77%, hidruro metálico 88%, entre otras tecnologías. Y finalmente según el uso que se quiera dar al hidrógeno se puede estimar el balance energético. Si es para utilización del hidrógeno como materia prima se pueden multiplicar las eficiencias de generación y transporte, ahora si se quiere utilizar para generación de electricidad se debe considerar la eficiencia del equipo final. Por ejemplo, si el uso final es térmico es menos eficiente comparado con un uso para generación de electricidad dada la energía disipada en ambos casos. A modo de referencia se recomienda revisar el documento “The Future of Hydrogen”, 2019, de IEA, particularmente la figura n° 6 que presenta un diagrama de Sankey de flujo desde la producción al uso del hidrógeno.

---

#### 8.- SOBRE EL ALMACENAMIENTO DEL HIDRÓGENO. ¿QUÉ SISTEMAS (CONJUNTO DE MATERIALES O MATERIALES) PRESENTAN MEJOR DESEMPEÑO USANDO COMPRENSIÓN SOBRE NANO ESTRUCTURAS PARA EL ALMACENAMIENTO Y TRANSPORTE DE HIDRÓGENO?

Entre los ensayos experimentales que se han realizado, sobre todo NREL (National Renewable Energy Laboratory), y que han sido las principales líneas de investigación preferentes para desarrollar distintas configuraciones de nanoestructuras de carbono para almacenamiento de hidrógeno, se encuentran materiales como nanofibras de grafito, nanotubos de carbono de pared simple y de pared compuesta. De hecho, NREL demostró que, en particular, estos materiales tienen una gran capacidad de absorción y pueden almacenar reversiblemente el hidrógeno.

---

#### 9.- NO QUEDÓ CLARO QUE ERA EL PROCESO BIOFOTÓLISIS Y TERMÓLISIS

Ambas son formas de producir hidrógeno sin utilizar una corriente eléctrica (electrólisis). En este sitio web se describe muy bien el proceso de biofotólisis: <https://biotechmind.wordpress.com/tag/biofotolisis-del-agua/>

La termólisis consiste en un proceso similar a la electrólisis, donde se obtiene hidrógeno a partir de agua, pero en lugar de utilizar electricidad, se emplea calor para romper la molécula de agua, lo cual puede ser ayudado por catalizadores

---

#### 10.- EN RELACIÓN AL GAS NATURAL, ¿EL VOLUMEN CUÁNTAS VECES ES MÁS GRANDE? ¿NECESITAS MÁS M3 QUE EL GAS NATURAL PARA TENER LA MISMA COMBUSTIÓN?

Volumétricamente, el gas natural es energéticamente más denso que el hidrógeno. El gas natural común (gas natural comprimido o CNG de 200 bar) posee volumétricamente una densidad energética de alrededor de 8 MJ por litro, mientras que el hidrógeno a 350 bar

(H<sub>2</sub> gaseoso comprimido ó CGH<sub>2</sub> de 350 bar) posee volumétricamente una densidad energética entre los 2 - 3 MJ por litro. Así que, respondiendo a tu pregunta, se necesitan más m<sup>3</sup> de volumen de H<sub>2</sub> que de gas natural para lograr la misma reacción en cuanto a contenido energético que liberaría la combustión.

En contraposición, gravimétricamente, es decir por unidad de masa, el hidrógeno es energéticamente mucho más denso que el gas natural: el CNG de 200 bar posee una densidad energética de 45 MJ por kg, mientras que el CGH<sub>2</sub> de 350 bar posee una densidad energética de 120 MJ por kg.

Si se quisiera comparar cuánto, en volumen y en masa, es lo que necesito tener de gas natural para equiparar energéticamente el contenido de 1 kg de H<sub>2</sub>, se puede hacer una comparación entre el hidrógeno y gas natural con respecto a sus valores energéticos basados en el LHV (poder calorífico inferior): 1 kg de H<sub>2</sub> equivaldría a 2,54-3,14 kg de gas natural (se considera este rango para el gas natural porque depende obviamente de su composición en cuanto a hidrocarburos). Por otro lado, 1 litro de H<sub>2</sub> gaseoso (a 350 bar) equivaldría a 0,3-0,35 litros de gas natural a 350 bar.

---

11.- ¿HAY ALGUNA PROPUESTA PARA EL HIDRÓGENO VERDE CENTRADO EN SU USO EN CENTRALES TERMOELÉCTRICAS, REEMPLAZANDO A COMBUSTIBLES FÓSILES?

A la fecha, existe un proyecto para uso en combustión dual en generadores eléctricos reemplazando parcial o totalmente el combustible Diésel, se encuentran realizando pruebas de la tecnología.

---

12.- DONDE SE PUEDEN CONSULTAR EJEMPLOS DE CÓMO SE HACEN LOS CÁLCULOS ENERGÉTICOS DE LA PRODUCCIÓN Y USOS DEL HIDRÓGENO PARA ELEGIR LA CONFIGURACIÓN MÁS ADECUADA?

En la publicación “The energy efficiency of onboard hydrogen storage”, Jens Oluf Jensen, Qingfeng Li and Niels J. Bjerrum, Technical University of Denmark, 2007, hay un ejemplo de cálculos energéticos como referencia. En “Hydrogen Production From Water Electrolysis: Current Status and Future Trends”, Alfredo Ursúa, Luis M. Gandía, y Pablo Sanchis, 2012, se presenta un estudio sobre producción con electrolizadores. Al final del curso se enviará la bibliografía con más referencias.

---

13.- ¿SERÍA FACTIBLE RECONVERTIR CICLOS COMBINADO DEL SISTEMA PARA QUE UTILICEN HIDRÓGENO?

De hecho, sí, desde las aplicaciones existentes del hidrógeno se encuentran, entre las aplicaciones estacionarias, aplicaciones de uso combinado de generación eléctrica y calor. Aprovechando como subproducto el vapor de agua que generan las celdas de combustibles alimentadas con Hidrógeno, este vapor puede ser reaprovechado para cubrir la demanda de calor que podrían tener residencias particulares, plantas industriales. Hoy existen, sobre todo en Asia (Korea, Japón), plantas entre 2 a 10 MW a base de sistemas de celdas de combustibles, aplicando ciclos combinados de calor y generación eléctrica para funcionar.

---

**14.- SE PUEDE HACER CON AGUA DE MAR, ENTIENDO, PERO ¿CUÁL ES LA COMPLEJIDAD?**

Es preferible utilizar agua dulce en electrolizadores para producir hidrógeno. Sin embargo, es posible utilizar agua de mar, sin embargo, antes de ocuparla dentro del electrolizador, es necesario tratar el agua de mar por medio de un proceso de desalación (planta desaladora) debido a que el sodio, partículas en suspensión dentro del agua de mar, agentes químicos y microbiota (microorganismos) podrían afectar el rendimiento de los electrolizadores al degradar la membrana a través de la cual se produce el intercambio protónico. También podría afectar los electrodos del electrolizador en caso de usar agua de mar y que ésta no esté previamente tratada.

---

**15.- RESPECTO AL ALMACENAMIENTO Y TRANSPORTE DEL HIDRÓGENO, SI POR EJEMPLO SE QUIERE TRANSPORTAR HIDRÓGENO DESDE CHILE A OTROS PAÍSES PARA EXPORTARLO, CUAL PUEDE SER LA MEJOR ALTERNATIVA. SI SE TOMARA EN CONSIDERACIÓN UN LÍQUIDO PORTADOR DEL HIDRÓGENO, ¿CUÁL PODRÍA SER ESTE?**

Las opciones para transportarlo pueden ser como hidrógeno líquido o como un portador, que puede ser amoniaco, metilciclohexano, entre otros. La evaluación de la mejor alternativa depende del país al que se exportará, esto por distancia e infraestructura del país importador. Recomiendo revisar el proyecto Spera: <https://www.chiyodacorp.com/en/service/spera-hydrogen/>

---

**16.- CUÁL ES EL MATERIAL Y CONFIGURACIÓN DE LOS ELECTRODOS EN ELECTROLIZADOR Y CELDA DE COMBUSTIBLE? ¿UTILIZA ALGÚN ELEMENTO SEPARADOR ENTRE ELECTRODOS? ¿DE QUÉ MATERIAL ES EL ELECTROLITO EN LA CELDA DE COMBUSTIBLE?**

Los materiales de los electrodos y electrolitos de las celdas de combustibles son variados y dependen del tipo de celda de combustible del que se hable (existen varios tipos de celdas de combustible). Para los electrodos los materiales más comunes son aleaciones con Níquel, con Cobre, con Lantano, itrio estabilizado con zirconio (YSZ), dióxido de Cerio, Titanato

dopado con Lantano y Estroncio, Circonia estabilizada con Escandia, Manganita dopado con Lantano y Estroncio, entre otros. Para los electrolitos, como estos pueden ser sólidos o líquidos, existen materiales típicos para cada tipo de celda de combustible: Membrana de polímero sólido, membrana óxido sólida cerámica, hidróxido de potasio en agua, ácido fosfórico líquido, compuestos: sales de ácido carbónico (alcalinas) sobre matriz cerámica.

El elemento separador entre electrodos es precisamente el electrolito líquido (solución) o sólido (membrana). La unidad “monomérica” o fundamental es la celda de combustible (electrodo+electrolito+electrodo), pero comercialmente estas tecnologías suelen encontrarse como pilas o “stacks” de celdas de combustibles que resultaría ser la combinación de varias celdas de combustibles en paralelo; dentro de las pilas, además de las celdas de combustibles, existen otras subunidades como las capas difusoras y placas bipolares que facilitan el intercambio iónico a través de las unidades de celdas de combustibles.

---

17.- SE HA USADO DESDE HACE VARIOS AÑOS EL HIDRÓGENO COMO COMBUSTIBLE (VEHÍCULOS, BUSES, INCLUSO EN ZEPPELIN) Y EXISTÍA LA DISCUSIÓN SOBRE QUÉ TAN RIESGOSA PUEDE SER SU APLICACIÓN. ¿ESTO HA CAMBIADO AHORA? ¿POR QUÉ SE CONSIDERA MÁS SEGURO SU USO HOY EN DÍA? ¿CUÁL FUE EL PUNTO DE INFLEXIÓN?

Si bien es cierto que han existido debates con respecto a la seguridad en el uso de hidrógeno como combustible, en la mayoría de los accidentes conocidos hoy en día (utilizando el hidrógeno como combustible) se ha podido comprobar que la fuente de falla viene por otros motivos, pero no se ha comprobado la implicancia directa del hidrógeno en la ocurrencia de estos accidentes.

Por mencionar los más conocidos, está el accidente de la aeronave Hindenburg a finales del siglo pasado, está comprobado que el Hindenburg no explotó, se quemó rápidamente a lo largo, desde atrás hacia adelante, en menos de 35 segundos (se podría pensar que por la rapidez de propagación de la llama podría corresponder a una explosión, pero incluso esta rápida combustión no califica técnicamente como una explosión. Hay varias teorías al respecto, la más aceptada corresponde a la entregada por un ex científico de la NASA (Addison Bain), quien sugirió que la causa del desastre involucraba un material inflamable utilizado para sellar y ajustar la cubierta de tela de la aeronave. En este “teoría de la pintura incendiaria”, Bain señala que el Hindenburg estaba cubierto con una mezcla de componentes que se encuentran comúnmente en bombas incendiarias, indicando que



estos químicos se encendieron para causar el desastre de Hindenburg, argumentando así que el gas hidrógeno inflamable no era el culpable central después de todo.

Otros famosos incidentes de los que se ha sabido corresponden a accidentes en estaciones de recarga de hidrógeno. Por ejemplo, en junio 2019 ocurrió un accidente en la estación de recarga de hidrógeno de Kjørbo (Noruega), si bien hubo una rápida ignición de hidrógeno la causa del incidente se identificó y atribuyó directamente a un error de ensamblaje de un enchufe de metal (es una especie de tornillo o perno que contiene el hidrógeno dentro del estanque) en un tanque de hidrógeno de alta presión (700 - 900 bar). Esto ocasionó que el hidrógeno se filtrase hacia el exterior mezclándose con el aire y dando paso a la ignición, según expertos el movimiento de la grava ubicada debajo del estanque de hidrógeno y la auto ignición de hidrógeno al mezclarse con el aire provocaron el accidente. Después de este incidente, las compañías examinadoras del caso y proveedoras de estas tecnologías (Nel y Gexcon) reforzaron la examinación y validación de los tanques de hidrógeno, sobre todo del ensamblaje de estos. Nel en específico, además de reforzar la inspección de estos tanques de hidrógeno a alta presión (con este tipo de ensamblaje) también inició nuevas configuraciones de ensamblaje, más seguras y confiables.

En realidad, el hidrógeno presenta los mismos riesgos que se tienen al trabajar con cualquier gas inflamable, como lo es el gas natural, por ejemplo. Sin embargo, el miedo sobre la peligrosidad que, se cree, subyace al trabajar con hidrógeno como combustible es un mito que todavía se está intentando de derribar. Personalmente, creo que debe ponerse atención en verificar que las tecnologías de almacenamiento (tanques), distribución (gaseoductos, tanques cilíndricos) y generación eléctrica (celdas de combustible) del hidrógeno garanticen su funcionamiento y calidad.

---

18.- EL HIDRÓGENO AL POSEER UNA TEMPERATURA DE LLAMA ALTA > 2000 °C; ¿SE PUEDE ADAPTAR UNA CALDERA CONVENCIONAL QUE OPERA CON DIÉSEL A EMPLEAR HIDRÓGENO? ¿LOS MATERIALES QUE COMPONEN ESTAS CALDERAS ACTUALES SERÁN CAPACES DE SOPORTAR LA TEMPERATURA TAN ALTA?

De hecho, así como se están probando distintos retrofitting o adaptaciones con hidrógeno en la industria minera, también existen retrofitting de turbinas a gas con hidrógeno (turbina a gas alimentada con hidrógeno: tecnología que ya se ofrece en el mercado). En estas tecnologías los quemadores presentes en las calderas internas que poseen las turbinas necesitan particularmente un cambio sustancial, además de algunos sellos mecánicos, pero no mucho más se requiere adaptar dentro de estas turbinas. En las etapas experimentales,

se hicieron distintos estudios que comprobaron que los materiales que revisten internamente la caldera de una turbina a gas soportaron perfectamente las altas temperaturas de llama que genera el hidrógeno. Entre algunos de los fabricantes más importantes de turbinas a gas alimentadas con hidrógeno están Siemens, General Electric y Alstom.

---

#### 19.- ¿DISPONDRÁN DE PROYECCIONES DE PRECIOS DE HIDROGENO USD/MMBTU?

Las proyecciones de producción de hidrógeno dependen obviamente de la técnica o método de producción a la cual se haga referencia (hidrógeno gris, azul o verde) así como también del lugar geográfico que se esté considerando para la proyección. Sin embargo, los países asiáticos (China, Korea) y algunos europeos (Alemania, Francia) tiene proyecciones nacionales propias. En el informe “Hydrogen Economy Outlook”, desarrollado anualmente por Bloomberg, se concluye que gracias a los costos de producción del hidrógeno verde, éste reducirá su precio de venta en las próximas décadas, en específico se pronostica alcanzable un precio de entrega de hidrógeno verde por 2 USD/kg (15 USD/MMBtu) en 2030 y 1 USD/kg (7.4 USD/MMBtu) en 2050 en China, India y Europa Occidental. También el informe señala que los precios podrían ser entre un 20% y 25% (más o menos) más bajos en los países con las mejores fuentes de energías renovables e hidrógeno almacenado, como Estados Unidos, Brasil, Australia, Escandinavia y Medio Oriente. Por otro lado, se pronostican valores de producción de hidrógeno verde que serían hasta un 50%-70% más alto en lugares como Japón y Korea, dado que geográficamente tienen un acceso deficiente a recursos renovables, sobre todo en energía solar (según la International Energy Agency IEA, la radiación solar incidente en ambos países es de las más bajas en el planeta) y también poseen una geología desfavorable para el almacenamiento.

---

#### 20.-¿CUÁL ES EL VALOR REFERENCIA QUE OCUPAN DEL PCI DE HIDRÓGENO?

El poder calorífico inferior (PCI) que se conoce y acepta para el Hidrógeno es de 120 MJ/kg. Gravimétricamente, esta es la densidad energética tanto del hidrógeno puro (molécula H<sub>2</sub>) como de los “carriers” o moléculas que contienen H<sub>2</sub> (hidrógeno líquido ó LH<sub>2</sub> a 20.3°K, hidrógeno gaseoso comprimido ó CGH<sub>2</sub> a 700 bar y CGH<sub>2</sub> a 350 bar).

---

#### 21.-¿CUÁNTA ENERGÍA SE OCUPA PARA PRODUCIR UN KG DE HIDRÓGENO?

Para producir 1 kg de hidrógeno por electrólisis se puede utilizar entre 55-60 kWh de suministro eléctrico, dependiendo esto de la eficiencia del equipo a utilizar. Además, hay

que considerar un poco más para comprimirlo posteriormente (dependiendo de la aplicación que se le quiera dar dependerá la presión a la cual se va a comprimir y, por tanto, el consumo eléctrico adicional que requerirá).

---

22.- ¿CUÁNTA AGUA SE OCUPA PARA PRODUCIR UN KG DE HIDRÓGENO?

Para producir 1 m<sup>3</sup> de hidrógeno se necesita más o menos 1 litro de agua. Aterrizando estas cifras, se necesitan 11 litros de agua para producir 1 kg de hidrógeno.

---

23.- ¿EXISTE IMPLEMENTACIÓN DE HIDRÓGENO EN ALGÚN CAMIÓN CAEX?

Sí existe. Engie en un partnership con Plug Power y Anglo American han hecho un retrofitting o adaptación, como prototipo, del camión Komatsu 930E-4 reemplazando su motor Diesel a combustión interna por 8 módulos de celdas combustibles de 100 kW cada una, marca Ballard, alimentadas con Hidrógeno, obviamente el retrofitting del camión contempla el reequipamiento interno del CAEX con módulos extras: convertidores eléctricos acoplados a las celdas combustibles, batería, tanques de almacenamiento de hidrógeno, entre otros. Se espera echar a andar el CAEX a Hidrógeno este año 2020, seguido de una etapa de testeo y validación. El proyecto se está desarrollando en Sudáfrica en Anglo American's Mogalakwena Platinum Group Metal mine.

---

24.- ¿CUÁL ES LA PROPORCIÓN DE ENERGÍA UTILIZADA EN LA ELECTROLISIS VS LA GENERADA EN LA CELDA DE COMBUSTIBLES?

Dependerá del tipo de electrolizador que se considere y así como también del tipo de celda de combustible, esto porque para cada tipo de electrolizador y celda de combustible se tienen distintas eficiencias de generación de h<sub>2</sub> y de conversión o generación eléctrica (tanto en valores de poder calorífico inferior o LHV, como en valores de poder calorífico superior ó HHV). En un electrolizador, más o menos, para producir 1 kg de H<sub>2</sub> se necesitan entre 55 a 60 kWh de suministro eléctrico (depende del tipo de electrolizador). Y con 1 kg de H<sub>2</sub> puedes obtener entre 6,7 kWh y 23,3 kWh en una celda de combustible (considerando en el peor caso de conversión eléctrica el uso de una celda de combustible tipo metanol directo DMFC con 20% de eficiencia eléctrica y considerando el mejor caso de conversión eléctrica el uso de una celda de combustible alcalina AFC con 70% de eficiencia eléctrica).

---

25.- SI PARA LA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD CON CELDAS DE COMBUSTIBLE SE UTILIZA AIRE, ¿ESTE ES ACONDICIONADO PARA LA PRODUCCIÓN DE AGUA CIERTO? DADO QUE UN

GRAN PORCENTAJE EN LA COMPOSICIÓN DE AIRE ES NITRÓGENO Y PODRÍA FORMARSE NH<sub>3</sub> EN LA CELDA.

La formación de NH<sub>3</sub> en las celdas de combustible es muy poco probable, ya que a temperatura ambiente la formación de NH<sub>3</sub> es prácticamente nula. Las plantas industriales que producen amoníaco lo hacen en procesos que operan entre 200 y 700 atmósferas y en torno a los 500°C, generalmente además en presencia de catalizadores.

---

26.- CON EL USO DE CELDAS DE H<sub>2</sub> EL VAPOR DE AGUA ELIMINADO NO GENERARÍA UN EFECTO NEGATIVO EN EL AIRE? ESTO DADO QUE ES CONSIDERADO UN GAS DE EFECTO INVERNADERO

Sí, pero el efecto que produce en realidad es despreciable en comparación con las emisiones de CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, CO, N<sub>2</sub>, entre otros. Si se quisiera ser aún más restrictivo con respecto a las emisiones de vapor de agua como subproducto de las celdas de combustibles alimentadas con hidrógeno puro, se podría capturar el vapor de agua, redirigiendo desde su salida de la celda de combustible hacia un ciclo combinado para aplicaciones residenciales (calefacción), estacionarias (en plantas industriales que demanden calor).

Adicionalmente, aunque el agua gaseosa forma parte de los gases que producen el efecto invernadero natural en la tierra (aquel necesario para mantener la temperatura de la superficie), no está considerado como un gas de efecto invernadero causante del cambio climático, ya que los niveles de vapor de agua en la atmósfera se han mantenido constantes.

---

27.- ¿CUÁL SERÍA LA VIDA ÚTIL DE UN PROYECTO DE HIDRÓGENO PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA?

Depende de la tecnología de generación eléctrica en base a hidrógeno, puede ser de 10 a 30 años.

---

28.- ¿DISPONDRA DE ALGÚN FACTOR DE CONVERSIÓN DE EJEMPLO 1 M<sup>3</sup> DE DIÉSEL A M<sup>3</sup> DE HIDRÓGENO (EN ESTADO LÍQUIDO @PRESIÓN Y TEMPERATURA REFERENCIA)?

El diésel y el hidrogeno no se encuentran líquidos a las mismas condiciones de temperatura y presión. En esta página hay una calculadora que permite calcular la cantidad de cada combustible necesario para proveer la misma energía que 1Kg de hidrógeno, 1 millón de pies cúbicos de gas natural, q barril de petróleo crudo o 1 galón de otros combustibles: <https://h2tools.org/hyarc/calculator-tools/energy-equivalency-fuels>. En la misma página se puede acceder a los factores de conversión de la calculadora.

---

29.- EN TÉRMINOS DE COSTOS DE INVERSIÓN Y VARIABLES, ¿SE TIENE ALGUNA IDEA DE CUÁLES SERÍAN LOS COSTOS DE ESTA TECNOLOGÍA/COMBUSTIBLE EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL? ¿EXISTE ALGUNA COMPARACIÓN RESPECTO A LAS TECNOLOGÍAS/COMBUSTIBLES QUE ACTUALMENTE OPERAN EN CHILE?

El Capex de turbinas en base a hidrógeno se estima sea similar al de las turbinas a gas para el 2030. El acceso a producción de hidrógeno de bajo costo es crucial para poder promover el uso de éste en la generación eléctrica. Hay varios estudios internacionales que se podrían utilizar de base para estimar estos costos en el sistema eléctrico nacional. A modo de referencia el estudio [“Path to hydrogen competitiveness- A cost perspective”](#) del Consejo de Hidrógeno, presenta una comparación entre el costo de la energía generado en base a gas natural versus el generado en base a hidrógeno para distintos valores de producción de hidrógeno y se puede apreciar que para un costo de 1,5 USD/ kg de hidrógeno o menos, el costo de la energía en USD/MWh compete e incluso es menor que para la energía generada en base a gas natural.

---

30.- ¿DISPONDRÁ DE ALGÚN FACTOR DE CONVERSIÓN DE EJEMPLO 1 M3 DE DIÉSEL A M3 DE HIDRÓGENO (EN ESTADO LÍQUIDO @PRESIÓN Y TEMPERATURA REFERENCIA)?

El diésel y el hidrogeno no se encuentran líquidos a las mismas condiciones de temperatura y presión. En esta página hay una calculadora que permite calcular la cantidad de cada combustible necesario para proveer la misma energía que 1Kg de hidrógeno, 1 millón de pies cúbicos de gas natural, q barril de petróleo crudo o 1 galón de otros combustibles: <https://h2tools.org/hyarc/calculator-tools/energy-equivalency-fuels>. En la misma página se puede acceder a los factores de conversión de la calculadora.

---

31.- EN TÉRMINOS DE COSTOS DE INVERSIÓN Y VARIABLES, ¿SE TIENE ALGUNA IDEA DE CUÁLES SERÍAN LOS COSTOS DE ESTA TECNOLOGÍA/COMBUSTIBLE EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL? ¿EXISTE ALGUNA COMPARACIÓN RESPECTO A LAS TECNOLOGÍAS/COMBUSTIBLES QUE ACTUALMENTE OPERAN EN CHILE?

El Capex de turbinas en base a hidrógeno se estima sea similar al de las turbinas a gas para el 2030. El acceso a producción de hidrógeno de bajo costo es crucial para poder promover el uso de éste en la generación eléctrica. Hay varios estudios internacionales que se podrían utilizar de base para estimar estos costos en el sistema eléctrico nacional. A modo de referencia el estudio [“Path to hydrogen competitiveness- A cost perspective”](#) del Consejo de Hidrógeno, presenta una comparación entre el costo de la energía generado en base a gas natural versus el generado en base a hidrógeno para distintos valores de producción de hidrógeno y se puede apreciar que para un costo de 1,5 USD/ kg de hidrógeno o menos, el costo de la energía en USD/MWh compete e incluso es menor que para la energía generada en base a gas natural.