



Preguntas y Respuestas de Talleres Técnicos de Hidrógeno Verde

28 de septiembre 2021

Edición:

Deutsche Gesellschaft für
Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Friedrich-Ebert-Allee 40
531 13 Bonn • Alemania

Dag-Hammarskjöld-Weg 1-5
65760 Eschborn • Alemania

Nombre del proyecto:

Descarbonización del Sector Energía en Chile

Marchant Pereira 150
7500654 Providencia
Santiago • Chile
T +56 22 30 68 600
I www.giz.de

Responsable:

Rainer Schröer/ Rodrigo Vásquez

En coordinación:

Ministerio de Energía de Chile
Alameda 1449, Pisos 13 y 14, Edificio Santiago Downtown II
Santiago de Chile
T +56 22 367 3000
I www.minenergia.cl

Título:

Preguntas y Respuestas de Talleres Técnicos de Hidrógeno

Autores:

José Fuster
Natascha Gálvez
Pablo Tello
Florian Kohlhammer
Paulina Lara
Pablo Tello
Rodrigo Vásquez

Aclaración:

Esta publicación ha sido preparada por encargo del proyecto "Descarbonización del Sector Energía en Chile" implementado por el Ministerio de Energía y Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH en el marco de la cooperación intergubernamental entre Chile y Alemania. El proyecto se financia a través de la Iniciativa internacional sobre el clima (IKI) del Ministerio Federal de Medio Ambiente, Protección de la Naturaleza y Seguridad Nuclear de Alemania - BMU. Sin perjuicio de ello, las conclusiones y opiniones de los autores no necesariamente reflejan la posición del Gobierno de Chile o de GIZ. Además, cualquier referencia a una empresa, producto, marca, fabricante u otro similar en ningún caso constituye una recomendación por parte del Gobierno de Chile o de GIZ.

Santiago de Chile, 28 de septiembre de 2021

Introducción

Esta publicación fue elaborada en el marco del proyecto “Descarbonización del Sector Energía en Chile” del Programa de Energías Renovables y Eficiencia Energética (4e) de la GIZ, el cual apoya al Ministerio de Energía en actividades destinadas a contribuir al cumplimiento de las metas de Chile para la protección del clima a través de una transición energética sostenible.

El Programa 4e ha realizado una serie de talleres técnicos relacionados con el uso de hidrógeno verde en diferentes etapas de su cadena de valor¹. Estos talleres tuvieron como objetivo entregar una mirada aplicada de los distintos usos del hidrógeno verde, tomando como referencia la experiencia de los expositores invitados. Con este documento se busca entregar al lector una recopilación de los puntos más importantes de los talleres, presentando las preguntas y respuestas que se abordaron en cada uno de ellos.

1. Taller: Cogeneración con hidrógeno



2. Taller: Cogeneración con hidrógeno



3. Taller: Hidrógeno en calderas industriales



4. Taller: Compresión y almacenamiento



5. Taller: Siemens-Electrolizadores PEM



6. Taller: Hidrógeno en turbinas de gas



7. Taller: Estación de repostaje de hidrógeno



8. Taller: Hidrógeno como combustible en motores



9. Webinar: Transporte bajo en emisiones para la minería



10. Otras preguntas y respuestas



¹ Las grabaciones de todos los talleres técnicos se pueden encontrar en el siguiente enlace: <https://www.youtube.com/playlist?list=PlyAQCosVyNzHhNN2Rc-YgRPkof7pHdOwg>

1. Taller: 2G - Cogeneración con hidrógeno



- ¿Cuál es el rendimiento total del proceso con hidrógeno en la cogeneración?
- ¿Con qué porcentaje de hidrógeno pueden llegar a operar los equipos de cogeneración?
- ¿Cómo afecta en el rendimiento las mezclas de peor calidad?



Enlace: https://www.youtube.com/watch?v=83lvA3RZ58s&list=PLyAQCosVyNzHhNN2Rc-YgRPkof7pHdOwq&index=9&ab_channel=4eChileGIZ

1. ¿Cómo afecta en el rendimiento las mezclas de peor calidad, por ejemplo, el gas pobre generado de la gasificación de biomasa forestal puede combinarse con el hidrógeno?

La mezcla no afecta el rendimiento ya que el sistema de control se asegura de que la proporción de combustible y aire sea la adecuada para la combustión. La calidad de los combustibles es variable y el motor se adecua a esta variación.

2. ¿Cuál es el rendimiento total del proceso con hidrógeno en la cogeneración? Considerando la electrólisis, la parte de CHP y las pérdidas.

Existen bastantes pérdidas de energía en el trayecto, si tomamos como ejemplo uno de los proyectos que se presentaron, los electrolizadores tenían una eficiencia eléctrica cercana al 40%. Eso significa que 1 kWh de electricidad (de energía solar o eólica), por ejemplo, se transforma a 0,4 kWh de hidrógeno, y de estos 0,4 kWh, se vuelve a generar un 40% de la electricidad, por lo que se va de 1 kWh a 0.25 kWh - 0,26 kWh.

3. ¿Qué porcentaje de mezcla de hidrógeno, gas y diésel utilizan? ¿Se puede utilizar Diesel en sus equipos?

No, 2G no trabaja con diésel. Se tienen motores que operan con combustibles líquidos, principalmente butano, pero diésel no.

4. ¿Una fuga de hidrógeno es peligrosa?

El hidrógeno tiene un poder calorífico muy alto, por lo que en una instalación industrial una fuga es potencialmente peligrosa. Por esta misma razón, se incluyen sensores de detección de hidrógeno en los módulos.

5. ¿Qué tipo de medidas de seguridad se incluyen en los proyectos de hidrógeno?

Si bien cada país debería contar con normativas de seguridad específicas, los proyectos al menos debieran incluir sensores de detección de hidrógeno en las áreas donde se manipule o almacene, y un sistema de ventilación adecuado.

6. ¿Cuántas horas promedio de operación tienen los equipos de cogeneración?

Los motores están diseñados para operar aproximadamente 8300 horas por año, (95% de disponibilidad). Algunos de ellos tienen más de 5 años.

7. ¿Con qué porcentaje de hidrógeno pueden llegar a operar estos equipos de cogeneración?

Tenemos una mezcla de 30% o incluso 40% de hidrógeno más otro combustible, por ejemplo, butano.

8. ¿Cuáles son las normativas de seguridad con cuales se trabaja la cogeneración con hidrógeno?

Hay normas de seguridad especialmente sobre la tubería que se coloca en el sistema CHP, y eso es para el motor. También hay requisitos específicos por si el hidrógeno se detona por accidente, pero tenemos requisitos especiales con normas y estándares que deben tenerse en cuenta.

Si hablamos de la pared de las tuberías de gas, la instalación del sistema de inyección de gas, y por supuesto todo el contenedor o habitación en donde se encuentra el sistema CHP o el motor a gas, necesita dispositivos de seguridad adicionales para monitoreo de tubería, y también tenemos protocolos adicionales de prueba de presión de presurización para asegurarnos antes de cada inicio del sistema de que no haya variaciones de presión, o caídas de presión en la tubería de gas de suministro de hidrógeno, esto es para asegurar que no tengamos fugas o que existe la posibilidad en donde el oxígeno pueda entrar al sistema de interconexión de gas, no tanto por la posible salida de hidrógeno, sino que para evitar la entrada de oxígeno que pueda provocar una ignición indeseada.

Hasta ahora solo existe la norma DIM a la que podemos referirnos, pero hasta donde sabemos, también hay al menos una norma europea en la que se ha estado trabajando en algunos países en los que estamos trabajando.

9. ¿Cuál es el costo de inversión de referencia para convertir motores cogeneradores a gas en motores cogeneradores a gas e hidrógeno gaseoso?

El costo del retrofit a una mezcla con hidrógeno ronda un 15% del costo del módulo, donde el módulo es el “corazón de la cogeneración”, pero es sólo una parte del paquete de cogeneración.

2. Taller: Grinix - Power-to-Gas STORE&GO Project – Metanación con H₂ verde



- ¿Qué tipo de catalizador se puede utilizar en proyectos de metanación?
- ¿Qué materiales se deben usar para construir redes de transporte para H₂ similares a las de gas natural?
- ¿Qué porcentaje de las emisiones de CO₂ se reducen en la combustión cuando se utiliza una mezcla de hidrógeno con metano o gas natural?



Enlace: https://www.youtube.com/watch?v=E3SsoPiqoQA&list=PLyAQCosVyNzHhNN2Rc-YgRPkof7pHdOwq&index=7&ab_channel=4eChileGIZ

1. ¿El CO₂ es la única fuente de carbono para la metanación biológica?

El monóxido de carbono es como veneno si tiene una concentración muy alta en el gas, por lo que la metanación biológica debería dar preferencia al dióxido de carbono. Sin embargo, monóxido de carbono, hidrógeno y dióxido de carbono pueden ser convertidos en metano con la metanación química.

2. ¿Las bacterias se pueden alimentar de agua residual con materia orgánica?

Las bacterias en el proceso de aguas residuales pueden usarse para producir metano ya que después del tratamiento de aguas residuales se obtiene CO₂ y metano, si a esto se le agrega hidrógeno se puede producir más metano.

3. ¿Cuáles son las condiciones operacionales de la metanación?

En la metanación biológica se utilizan bacterias de electrocaro, las cuales son muy selectivas para convertir hidrógeno y CO₂ en metano y agua, y si se tiene el valor correcto de pH y les entregan los nutrientes adecuados, perfectamente pueden producir valores cercanos a 100% de metano.

4. ¿Qué materiales se deben usar para construir redes de transporte para H₂?

Existen diferentes materiales que se pueden usar, como el plástico y el carbono. También se puede hacer un estudio en el que se prueban diferentes materiales y observar cómo interactúan o inyectar directamente el 1% hidrógeno a una infraestructura de gas existente sin riesgo de dañar el material.

5. ¿Cuáles son los principales desafíos desde el punto de vista regulatorio para Power to gas STORE&GO?

El primer paso tiene que ser que en la red de gas y en los tanques de hidrógeno de los automóviles se pueda aumentar la cantidad de hidrógeno y luego también en todas las aplicaciones del usuario final. Para ello las normas técnicas deben cambiarse, porque la mayoría de las aplicaciones podrían utilizar más hidrógeno.

6. ¿Hay un desarrollo para producir etanol a partir del hidrógeno? Para reemplazar, por ejemplo, la materia prima (feedstock) para las distintas industrias, como la química.

Hay empresas que buscan diferentes productos finales como el hidrógeno y metano, no buscan en el campo del etano, sino más en el campo del metanol, gasolina, queroseno sintético, diésel. Sin embargo, el metanol se puede utilizar fácilmente como materia prima para el proceso químico, el etano también puede ser producido, pero es más difícil que producir metano.

7. ¿Qué tipo de catalizador se puede utilizar en proyectos de metanación?

Para la metanación química se utiliza un catalizador de níquel.

8. ¿Cómo se podría cerrar la brecha que existe entre el costo del hidrógeno y el costo del gas natural para producir la misma cantidad de energía?

Las brechas de precios se cerrarán en el futuro, pero en ese entonces ya será muy tarde para comenzar a cambiar los sistemas de energía. Para cambiar esto los gobiernos deben dar incentivos a las personas que quieran invertir en el uso de gas verde, hidrógeno verde, metano verde en lugar de combustibles fósiles. Además del pago de impuestos para quienes utilicen combustibles fósiles.

9. ¿Cuáles fueron los principales desafíos técnicos al desarrollar el proyecto STORE & GO?

El gran problema que surgió al principio no fue con la tecnología, sino con la integración de las unidades estándar con la unidad de enfriamiento y secador de gas, que están integrados en la unidad de metanación existente. Aún deben realizarse investigaciones para mostrar la tecnología a gran escala, como una escala de multi-megavatios.

10. ¿Cuál es la eficiencia del ciclo completo de electrolisis y producción de hidrógeno?

La eficiencia para un electrolizador alcalino o PEM es alrededor del 70% dependiendo del proveedor de tecnología, si luego se convierte el hidrógeno en electricidad mediante una celda de combustible, la eficiencia es alrededor de 50%, por lo que, en el ciclo completo, la eficiencia es de alrededor del 35%. La tecnología de metanación tiene otra disminución en la eficiencia porque los procesos producen calor y la eficiencia es de alrededor del 80%, por lo que se pierde nuevamente mucha energía, pero si se almacena el metano la eficiencia deja de ser un punto crítico porque no se usa el proceso de energía a gas como un proceso para producir metano, sino que se usa el proceso

11. ¿Cuál debiese ser el costo de proporcionar la energía renovable para hacer más factible la posibilidad de usar hidrógeno en la metanación?

La electricidad fotovoltaica se produce por 20 o 30 dólares por MWh, por lo que tiene sentido producir hidrógeno y venderlo al mercado. La eficiencia de la energía del hidrógeno es de alrededor del 70%, así que se tiene electricidad por alrededor de tres centavos el kilovatio, por lo que el precio de la producción de hidrógeno es de seis centavos por kilovatio de hidrógeno.

12. ¿Qué porcentaje de las emisiones de CO₂ se reducen en la combustión cuando se utiliza una mezcla de hidrógeno con metano o gas natural?

La densidad de energía por unidad de volumen del metano es alrededor de tres veces más alta que la del hidrógeno, así que si se quiere tener la misma cantidad de energía se necesita tres veces más hidrógeno que metano. No se maneja un porcentaje exacto, pero por lo explicado anteriormente se puede reducir una gran cantidad de CO₂ si se convierte todo de metano a hidrógeno.

3. Taller: Bosch – El hidrógeno en calderas industriales



- ¿Cuál es la limitación de usar hidrógeno en calderas viejas? ¿Se tienen que actualizar o se puede aplicar a cualquier caldera sin importar su antigüedad?
- ¿Se puede mezclar hidrógeno con gas licuado de petróleo (GLP) en la caldera?
- ¿Cómo reaccionan las calderas industriales con hidrógeno respecto a la altura geográfica?



Enlace: https://www.youtube.com/watch?v=TSwYQA8QV8M&list=PLyAQCosVyNzHhNN2Rc-YgRPkof7pHdOwq&index=6&ab_channel=4eChileGIZ

1. ¿Cómo es la tecnología utilizada detrás del quemador que utiliza hidrógeno dentro de la caldera?

La tecnología es muy similar a la que se utiliza con los gases convencionales, con algunas particularidades, considerando los desafíos que sería la explosividad del hidrógeno y una ignición muy rápida de este. Esto se logra con un poco más de inteligencia en el sistema de gestión del quemador.

2. ¿Cuáles son los gases que pueden ser generados por las calderas de hidrógeno?

Respecto a los ácidos, si se utiliza hidrógeno puro y aire en el sistema, no se crean emisiones nocivas a diferencia del aceite combustible.

3. ¿Cuál es el impacto de introducir el hidrógeno en una mezcla como nuevo combustible?

La mezcla con hidrógeno no es nueva, ya se conoce y se ha trabajado con el objetivo de utilizar 100% de hidrógeno como combustible, y para ello hay que adaptar las tecnologías a las características del hidrógeno, como arder rápidamente y su ignición explosiva.

4. ¿Cuáles son los materiales utilizados en contenedores de hidrógeno o quemadores industriales?

Los materiales aptos para esto deben ser resistentes a la temperatura como el acero termorresistente.

5. ¿Hay restricciones técnicas para el uso del biodiésel obtenido a partir de aceites reciclados o diferentes tipos de biocombustibles de otras fuentes?

Aún no hay normas para los biocombustibles, por lo que hay que fijarse en la composición del combustible porque siempre es diferente. Se obtienen diferentes aceites por lo que hay que identificar sus componentes y si hay algún problema con estos para luego adaptar el sistema de quemador para hacer un sistema seguro.

6. ¿Cuál es la limitación de usar hidrógeno en calderas viejas? ¿Se tienen que actualizar o se puede aplicar a cualquier caldera sin importar su antigüedad?

Para el sector industrial una mezcla del 2% de hidrógeno no es crítica, pero si se tiene una mayor concentración de hidrógeno hay que tener mayor observación. Se puede tener una mezcla de hasta 5% a 10%, pero es necesaria una visita de servicio para confirmar que es seguro.

7. ¿Qué conviene más, contar con un quemador de combustión híbrida (GN-H₂) o uno solo de H₂?

No hay un quemador 100% de hidrógeno sin respaldo, siempre hay otro combustible (suele ser gas natural) como respaldo, dado los problemas de disponibilidad del hidrógeno.

8. ¿Se puede visualizar la llama de H₂ para comprobar el funcionamiento de la caldera pese a su característica incolora?

El encargado del servicio técnico puede mirar dentro del tubo de la llama, pero normalmente verifican el funcionamiento con las mediciones hechas a los gases de combustión, el contenido de CO o CO₂, etc.

9. ¿Se puede aprovechar el O₂ de la producción de H₂ para quemar en las calderas y de esta manera evitar el uso de aire y liberación de NO_x?

Existen algunas plantas experimentales que combustionan oxígeno puro con hidrógeno puro, pero no lo hacen a escala industrial.

10. ¿Puede explicarnos más sobre la "ignición suave"?

Se divide el flujo de gas en diferentes boquillas, por lo que se encienden varios flujos pequeños en lugar de uno grande. Antes de encenderlas se utiliza nitrógeno para asegurarse que es seguro y que no ha quedado hidrógeno en las boquillas.

11. ¿Cuál sería su recomendación si se tiene una caldera que quema carbón con la posibilidad de utilizar hidrógeno, producir el hidrógeno o traerlo en camiones en estado gaseoso o líquido?

De momento las dos opciones válidas existentes serían producirlo en la propia planta o traerlo en camiones, pero para el futuro el objetivo es hacer una red de tuberías de hidrógeno para llevarlo a todas las plantas.

12. ¿Cómo reaccionan las calderas industriales con hidrógeno respecto a la altura geográfica?

No hay diferencia para los sistemas de quemadores normales, es necesario conocer la altitud porque el aire es más delgado, por lo que se necesita una mayor capacidad de motor, pero la altitud no es un problema.

13. ¿Por qué el hidrógeno a largo plazo es una cuestión de costos, disponibilidad de tecnología, disponibilidad de hidrógeno, u otras variables?

Es una cuestión política, el hidrogeno es y debe ser el futuro porque es la única posibilidad para obtener un CO₂ neutral y para ello la política debe tratar con los clientes y las plantas para ponerlas en la posición para obtener el hidrógeno que necesitan.

14. ¿Cuál es su experiencia con los estándares internacionales para la implementación de las tecnologías de calderas de hidrógeno?

Por un lado, están las normas de combustible y por otro lado las normas del quemador, por lo que ambas deben incluirse en el tema del hidrógeno. De momento las normas de combustible no incluyen todos los aspectos de la combustión de hidrógeno al 100%, además las normas para los quemadores a gas deben ser adaptadas debido a los problemas de seguridad.

15. ¿Se puede mezclar hidrógeno con gas licuado de petróleo (GLP) en la caldera?

Sí se puede, como tienen diferentes residuos de gas se pueden quemar simultáneamente, por separado o en una mezcla.

16. ¿Cuáles son los próximos pasos relacionados con el hidrógeno sobre calderas o motores eléctricos?

Se están viendo en paralelo los sistemas de pilas de combustible estacionarios para la generación de electricidad y se están lanzando proyectos piloto sobre esto con el objetivo de conseguir economías de escala, por ejemplo, usando celdas SOFC de acero con revestimiento cerámico que proporcionan hasta un 60% de eficiencia eléctrica, 40% de generación de calor y no producen NOx porque están a temperaturas muy bajas.

4. Taller: Plug Power - Tecnología de compresión y almacenamiento



- ¿Cuál es el beneficio del transporte de H₂ a alta presión frente al líquido?
- ¿Cuáles son las presiones de almacenamiento estándar para las diferentes aplicaciones de hidrógeno?
- ¿Qué se debe tener en cuenta al decidir si producir hidrógeno in-situ o traerlo desde otro sitio? ¿Cuándo se debe escoger una opción sobre la otra?



Enlace: https://www.youtube.com/watch?v=bcRz5T65muU&list=PLyAQCosVyNzHhNN2Rc-YgRPkof7pHdOwq&index=5&ab_channel=4eChileGIZ

1. ¿Existen restricciones o barreras para instalar estaciones de repostaje de hidrógeno en áreas residenciales en los Estados Unidos?

La NFPA 2 fue diseñada y desarrollada para abordar la economía del hidrógeno. También especifica qué tan cerca se puede estar de los sistemas de almacenamiento de hidrógeno de diferentes tipos, por ejemplo, un tanque de hidrógeno líquido debe estar a 75 pies de distancia de cualquier puerta abierta, sistema de ventilación, etc. Respecto a las áreas residenciales, los criterios son similares a los requeridos para la gasolina o el propano que se almacena y dispensa en las estaciones de servicio.

2. ¿Hay alguna consideración especial para los camiones que utilizan hidrógeno para poder hacer una recarga en la estación a diferencia de las estaciones de combustible convencionales?

El hidrógeno en estado gaseoso es muy similar a cuando se entrega gasolina y otros combustibles en estaciones convencionales, por lo tanto, se debe cuidar cumplir con las normas y estándares presentes en el país, y que se entregue el H₂ en las condiciones que requiera cada uno de los consumidores finales (sobre todo pureza y presión).

3. Suponiendo que un sistema de generación de energía se basa en energía FV, ¿se puede tener alguna pequeña producción de hidrógeno y celda de combustible a bordo de un buque?

Sí se puede, de hecho, se está trabajando en un sistema de demostración que tendrá containers de 20 y 40 pies, un electrolizador, un sistema de compresión, almacenamiento de alta presión y un dispensador. Se espera que este sistema produzca entre 20 y 30 kilogramos de hidrógeno al día, el cual será fácilmente transportable. El objetivo de este proyecto es entregar el container, conectar la energía y el agua, de manera que este sea un sistema autónomo de almacenamiento, compresión, producción y distribución de hidrógeno.

4. ¿Cuál es el costo y la eficiencia de la compresión y el almacenamiento de hidrógeno?

Es difícil precisar un costo asociado por kilogramo de hidrógeno porque hay diferentes formas de compresión y almacenamiento. El costo asociado con la molécula de hidrógeno depende de la presión a la que se somete.

5. ¿Cuál es el beneficio del transporte de H₂ a alta presión frente al líquido?

El principal beneficio es la cantidad de hidrógeno que puede transportarse; la forma líquida es la más económica de suministrar hidrógeno porque se puede transportar muchas veces. El hidrógeno comprimido es la siguiente forma más económica y el hidrógeno a baja presión es el más caro porque solo se pueden transportar 200 kilogramos en un mismo contenedor, versus 900 kilogramos de hidrógeno de alta presión que pueden ser transportados en el mismo medio. Por otro lado, un remolque con hidrógeno líquido puede transportar hasta 4000 a 5000 kilogramos de hidrógeno.

6. ¿Cuáles son las presiones de almacenamiento estándar para las diferentes aplicaciones de hidrógeno?

Para manejo de materiales el hidrógeno en el dispensador se comprime y almacena a 400 bar para asegurar que siempre se mantienen al menos 350 bar. La industria automotriz necesita ampliar el alcance de los vehículos de hidrógeno porque actualmente necesitan 700 bar, pero la diferencia de costo entre los sistemas de 350 bar y 700 bar es muy amplia.

7. ¿Cuáles son las consideraciones a tener en cuenta para una empresa con un proyecto de hidrógeno respecto de si producir el hidrógeno o traerlo desde otro sitio? ¿Cuándo se debe escoger una opción sobre la otra?

Los dos grandes factores para considerar cuando el hidrógeno es transportado es el lugar de producción y el lugar de consumo, ya que el transporte es el mayor componente de costo. También hay que tener en cuenta si se va a consumir hidrógeno a diario y cuánto; si se usa a diario una pequeña cantidad de hidrógeno, es factible transportar una gran cantidad de hidrógeno, comprimirla y almacenarla, pero si el uso a diario es mayor y el hidrógeno líquido no se encuentra disponible, entonces la producción con electrolizadores y energía renovable es probablemente la forma más económica de apoyar esta operación.

8. ¿Cuáles son los impactos en el medio ambiente de las diferentes aplicaciones o la producción del hidrógeno?

La energía producida al utilizar hidrógeno es muy limpia si se produce utilizando energías renovables, por ejemplo, si se utiliza un electrolizador con energía solar y este no tiene que ser transportado, el hidrógeno es completamente verde y carbono neutral. Si el hidrógeno se produce con energía de la red eléctrica, este tendrá un componente de carbono. Para más información sobre este tema, se puede consultar el siguiente estudio: [Identificación de aspectos ambientales, sectoriales y territoriales para el desarrollo de proyectos de hidrógeno verde en toda su cadena de valor.](#)

9. ¿El camión minero del cual se habló en el taller funciona con el 100% de hidrógeno o es una solución híbrida?

El camión funciona con una solución híbrida.

10. ¿Las celdas de combustible requieren un sistema de purificación de aire y agua?

No se necesita sistema de purificación de agua, porque no se necesita agua para las celdas de combustible, de hecho, generan agua o vapor de agua. Tampoco necesitan entrada o purificación de aire, porque para mantener la temperatura de la celda de combustible para que siga funcionando correctamente, se usa una combinación de intercambiador de calor y flujo de aire que mantiene la celda de combustible en un rango nominal de temperatura.

11. ¿Cuál es el interés de las empresas para utilizar hidrógeno en sus reparaciones en comparación con otras compañías?

Muchas empresas que son distribuidores minoristas en la industria alimentaria no operan en vehículos de combustión interna, por los humos que se liberan. Las empresas que operan en centros de distribución como Walmart o Amazon que funcionan 24/7 usaban baterías industriales de plomo-ácido, las cuales tienen una capacidad de energía eléctrica de 6 a 7 horas, lo que significa tener que sacar la batería y reemplazarla con una nueva para que el operador pueda continuar su trabajo, el cambio demora de 15 a 20 minutos, por lo que, si cambia tres baterías al día, se pierde entre 45 minutos y 1 hora de producción, considerando que trabajan con 200 a 300 equipos, perder 1 hora de producción de 300 equipos por 365 días es una pérdida enorme. Con una celda de combustible en un tanque puede funcionar de 6 a 12 horas dependiendo de la operación, pero sólo toma 2 a 3 minutos su recarga. Otro de sus beneficios es que no se necesita una sala de baterías, estas consumen mucha energía y tienen un equipo costoso para el cambio de baterías, con cuatros dispensadores se pueden suministrar 300 piezas de equipo y cada dispensador solo usa 20 pies cuadrados de espacio.

12. ¿Cuál es su proyección respecto al costo del hidrógeno al 2025?

Todo depende de qué sistema de producción se va a usar, por ejemplo, ahora mismo el costo de 1 kg de hidrógeno líquido en Estados Unidos es entre 5 y 8 dólares, el hidrógeno gaseoso a alta presión tiene un costo de entre 8 a 11 dólares por kilo y el hidrógeno a baja presión tiene un costo de 15 a 20 dólares por kilo. El costo depende principalmente del transporte desde el lugar de producción del hidrógeno y dónde se va a consumir. Si el hidrógeno se produce con electrolizadores que dependen del costo de la energía se debe tomar en cuenta el precio total del capital, además de los servicios públicos que se puedan tener y quizás el costo por 1 kg de hidrógeno sea de 5 a 7 dólares.

13. ¿Cuál es hoy el costo de hidrógeno para el transporte pesado en comparación con GNL que también se está desarrollando?

El costo del hidrógeno como combustible es más caro que el gas natural licuado, no hay dudas al respecto, pero ese costo va a bajar y predecimos que va a ser costo neutral en 2023 o 2024. Debido a que se está invirtiendo tanta capacidad en Plug Power, planeamos invertir en energía renovable en Estados Unidos para el 2024. Actualmente se tiene la capacidad de producir alrededor de 6 toneladas de hidrógeno líquido al día, nuestros objetivos declarados y públicos es tener la capacidad de producir de 42 a 50 toneladas diarias de hidrógeno para 2024, de modo que el costo del hidrógeno baje en comparación al gas natural licuado.

5. Taller: Siemens- Electrolizadores PEM



- ¿A qué componentes se les debe hacer mantenimiento en un electrolizador PEM?
- ¿Hay algunas consideraciones con el medio ambiente respecto del agua que se extrae y la que es rechazada?
- ¿Cuál es el régimen de operación más conveniente para los electrolizadores PEM?



Enlace: https://www.youtube.com/watch?v=Py52TvNjEbs&list=PLyAQCosVyNzHhNN2Rc-YgRPkof7pHdOwq&index=4&ab_channel=4eChileGIZ

1. ¿Cuáles son las consideraciones sobre el agua que se utiliza en los electrolizadores PEM?

El agua que entra al electrolizador debe tener cierto grado de pureza, por lo que el uso directo de agua de mar o agua de grifo no es posible, y el agua filtrada no es conductora de electrolitos. Para utilizar ese tipo de agua (de mar o de grifo), se debe pasar por otros procesos de purificación: 1) sacar el calcio, 2) limpiar otras impurezas duras que puedan envejecer las maquinarias, y 3) eliminar impurezas gaseosas.

2. ¿Cuál es la vida útil de un electrolizador?

Nuestro sistema se diseñó para una larga vida útil que supera las 80.000 horas de funcionamiento. Para este óptimo funcionamiento se requiere de un sistema de monitoreo continuo, siendo necesario tener el medidor de moléculas, para ver a tiempo real qué está ocurriendo.

3. ¿Qué eficiencia ofrece el electrolizador PEM?

Para el Silyzer 300 (PEM), la eficiencia del sistema (stack, BoP, PCS y sistemas auxiliares) es ~75% a carga nominal, aumentando hasta cierto punto en carga parcial, sin embargo, disminuye nuevamente a carga parcial muy baja. Si bien se pueden alcanzar distintas eficiencias, un valor referencial podría ser de un 70% al 90% de eficiencia, pero recomiendan el 70% para que el equipo funcione de forma óptima.

4. ¿Cuáles son las posibilidades de uso o producción del amoniaco?

El amoniaco tiene un rol importante, por lo que las empresas no producen solo hidrógeno o solo amoniaco, pero al usar amoniaco, se debe buscar cómo maximizar la eficiencia, el amoniaco es más "fácil" de transportar que el hidrógeno.

5. ¿Hay algunas consideraciones con el medio ambiente respecto del agua que se extrae y la que es rechazada?

El proceso libera oxígeno, el cual se puede ventear y no trae mayores problemas, por otra parte, la purificación del agua se lleva a cabo sin químicos, por lo que después puede ser destinada a cualquier otro uso que se estime conveniente.

6. ¿Cómo es la mantención de los electrolizadores PEM?

Esta máquina requiere mantenciones mínimas, que no son dañinas ni al medio ambiente ni a la salud, y son más simples y seguras de realizar (a través del tubo de agua).

7. ¿Cuál es el modelo eléctrico de un electrolizador PEM?

Es un condensador con resistencias. Los modelos se pueden encontrar en la literatura.

8. ¿A qué componentes se les debe hacer mantención en un electrolizador PEM?

Principalmente a los filtros del sistema de agua, pero es relativamente simple, y también se puede hacer en Latinoamérica. También, se deben revisar los sensores de gases para calibrarlos, y se hace con compañías de servicios internacionales. Por otro lado, las bombas pueden ser reemplazadas, pero el monitor indica si la bomba está por fallar, o tiene filtraciones, y en base al uso que se le da. Se puede hacer un contrato para cubrir todas las necesidades de mantención.

9. ¿Cuánto calor se puede recuperar del circuito de refrigeración del agua, considerando un rango de 30 a 35% de la potencia de entrada?

Para el electrolizador PEM de Siemens, depende del nivel de temperatura del disipador de calor. En general, todo es calor de baja temperatura. Si se necesitan niveles de temperatura más altos, se puede añadir una bomba de calor al sistema.

10. ¿Es posible recuperar el oxígeno producido como subproducto a una presión de 30 bar?

En el caso del electrolizador Silyzer 200, efectivamente es posible recuperar el oxígeno a presión de 35 bar (g). En el caso del electrolizador Silyzer 300, se puede recuperar el oxígeno a presión atmosférica. Sin embargo, se debe mencionar que la compresión del O₂ no es tan difícil como la del H₂, ya que tiene un peso molecular significativamente más alto.

11. ¿Cuál es el régimen de operación más conveniente para los electrolizadores PEM?

Dado que este tipo de tecnología se basa en la membrana de intercambio de protones, ésta se gasta según el tiempo de uso y no según la potencia o la energía aplicada. Por lo tanto, lo ideal es que sea utilizada a plena potencia del electrolizador.

12. ¿Se recomienda la tecnología PEM para una producción de 5-8 kg H₂/h, o es para producciones más grandes?

Ese nivel de producción se podría lograr tanto con tecnología PEM como alcalina, no obstante, para un funcionamiento altamente dinámico, con frecuentes arranques, paradas y un tiempo de espera más largo, el electrolizador PEM es más adecuado. En el caso de Siemens, el portafolio comienza en producciones mayores a 20 kg H₂/h.

13. ¿Es posible alimentar el electrolizador Silyzer de Siemens directamente con electricidad variable, en modo off grid, sin el respaldo permanente de una red eléctrica estable?

En general, sí, aunque se recomienda un estudio de la red, para verificar su estabilidad y el impacto en los consumos eléctricos cercanos.

14. ¿Existen empresas que provean servicio de O&M para proyectos de electrolizadores en Chile?

Efectivamente, dependiendo de la empresa y de sus estrategias comerciales, algunos proveedores cuentan con una red de servicios muy grande y competente y personal específicamente entrenado para proveer el servicio localmente basado en el contrato de servicio que se firme.

6. Taller: GE - Generación de energía con turbinas de gas



- ¿Cómo se resuelve la densidad de energía volumétrica más baja del hidrógeno para generar la misma energía que se genera con gas natural?
- ¿Cuál es el tiempo de ramp up de la turbina de generación eléctrica con hidrógeno?
- ¿Cómo es el proceso de ignición usando una cámara de combustión 100% de hidrógeno?



Enlace: https://www.youtube.com/watch?v=Bw24ILTmtQ&list=PLyAQCosVyNzHhNN2Rc-YgRPkof7pHdOwq&index=3&ab_channel=4eChileGIZ

1. ¿Cómo se resuelve la densidad de energía volumétrica más baja del hidrógeno para generar la misma energía que se genera con gas natural?

La densidad de energía volumétrica del hidrógeno es menor que la del gas natural, por lo que la forma principal de resolver este problema es hacer fluir más hidrógeno para obtener la misma densidad de energía. En una turbina de gas existente no se puede aumentar la presión del sistema dramáticamente porque ya ha sido configurada para operar a una presión específica, en ese caso para obtener la misma energía hay que agregar más combustible.

2. ¿Cuál es la diferencia porcentual en el precio de una turbina con operación 100% hidrógeno considerando su modificación versus la misma turbina operando con gas natural?

Cada vez que a una turbina de gas existente se le desea agregar hidrógeno hay un costo adicional porque hay que hacerle modificaciones al sistema de accesorios que maneja el hidrógeno, además puede que se tenga o no que cambiar el sistema de combustión. Debido a esto, no hay una respuesta simple porque también depende de la cantidad de hidrógeno, si es una cantidad muy baja los cambios pueden ser mínimos, pero si se desea pasar de una turbina que utiliza gas a natural para que funcione con 100% de hidrógeno es probable que se tenga que cambiar el sistema de combustión y el costo aumenta, pero este aumento no será tanto como el costo asociado a cambiar la turbina por completo.

3. ¿Cuál es la distribución del costo de inversión, operación, mantenimiento, etc. de la planta de energía de hidrógeno en comparación con la planta de gas convencional?

Los costos se dividen en dos, costo capital versus costo operativo, el costo capital no varía de manera importante, pero el cambio operacional es muy diferente y fundamental por el precio del hidrógeno. El precio al contado del gas natural en Estados Unidos es aproximadamente 2 dólares por millón de BTU, el precio del gas natural licuado puede oscilar entre 4 y 6 dólares por millón de BTU, mientras que el precio del hidrógeno producido con gas natural o carbón depende de qué tan lejos es transportado, puede ser entre 5 y 10 dólares por millón de BTU, pero si el hidrógeno proviene de una fuente donde no hay carbono o el carbono ha sido capturado el precio entra en un rango de 10 a 20 dólares; por otro lado, si el hidrógeno es producido a partir de electrólisis utilizando energía renovable el precio, siendo optimista, podría ser de 50 a 100 dólares por millón de BTU.

4. ¿Cómo se puede gestionar el hidrógeno para equilibrar las diferencias entre este y el gas natural al utilizarlo en turbinas de generación eléctrica?

Existen diferencias en el valor calorífico entre los dos combustibles, sabemos cuáles son esas diferencias y podemos compensarlas con un flujo másico adicional, sabemos cómo configurar los sistemas de control y los sistemas accesorios para manejar eso, es un problema con una solución conocida.

5. ¿Es una buena idea utilizar 100% de hidrógeno en centrales de respaldo para complementar la generación de energía renovable?

Sí porque el H₂ permite aumentar la seguridad energética y cumplir a cabalidad con las funciones esenciales de la central de respaldo considerando que se podrá contar con el combustible de disposición inmediata ante cualquier eventualidad del sistema eléctrico.

6. ¿Cuál es el tiempo de ramp-up de la turbina de generación eléctrica con hidrógeno?

El funcionamiento de una turbina de gas de hidrógeno no es muy diferente al funcionamiento de una de gas natural, por lo que los tiempos de ramp-up no varían de manera significativa entre las dos tecnologías.

7. ¿Qué tipo de material o revestimiento se debe usar en la turbina para proteger el sistema?

Un dato interesante en las turbinas de gas modernas muy grandes es que los gases de combustión tienen una temperatura a la salida de la cámara de combustión más alta que la temperatura de fusión de los metales, por lo que hoy en día lo que se hace es enfriar activamente la primera y segunda etapa del equipo rotatorio, los cuales además tienen un revestimiento cerámico y otro revestimiento que básicamente puede absorber el calor para que no llegue a la base de metal. Para el caso del hidrógeno en estas turbinas, este aumentará aún más el calor, lo que significa que se a tener que aumentar el flujo de refrigeración o poner un revestimiento un poco más grueso al que se usa actualmente.

8. ¿Cuál es la tendencia en la emisión de NOx para la turbina en el punto de partida de una operación versus una operación estable o nominal? ¿Se deben diferenciar los límites por el modo de funcionamiento entre ambos estados?

Absolutamente, se debe considerar inicio y apagado separados de la carga base. Cuando una turbina de gas se enciende pasa por diferentes regímenes, estos suelen ser muy transitorios. Cuando se habla de medir los NOx, si tiene un término de gas, en especial uno que realmente está funcionando todo el tiempo, hay que centrarse en la carga base de NOx, con lo que hay que ser cuidadosos es con ser restrictivos de manera que se limite el funcionamiento de la turbina de gas, hay que ser conscientes con las emisiones NOx y limitarlas tanto como se pueda con la regulación adecuada.

9. ¿Cómo es el proceso de ignición usando una cámara de combustión 100% de hidrógeno?

La ignición varía, por lo que hay diferentes formas de encender cosas, algunas turbinas de gas encenderán cada cámara de combustión, otras turbinas encenderán una cámara de gas y permitirá que absorban el calor y utilizarlo para encender otra cámara. Algunas personas en la industria utilizan bujías, otras usan una especie de pequeñas antorchas llamadas flama piloto. Hay muchas formas de hacerlo y muchas tecnologías disponibles en la actualidad que podrían aplicarse.

10. ¿Cuánto cambia la emisión de gas NOx cuando se usa la inyección de agua WLI (Water Injection) en la turbina de gas?

El uso de inyección de agua o algún otro líquido como vapor de agua, o incluso nitrógeno, se usa en la industria con bastante regularidad para el control de NOx, pero hay que tener en cuenta que esto se usa normalmente en los quemadores de llama de difusión. Si una cámara de combustión estándar o una cámara silenciosa de múltiples boquillas se deja funcionar sin diluyente emitirá NOx en niveles de 100 a 400 ppm, porque son sistemas de combustión con llama de difusión que arden a alta temperatura. Si inyecta agua, vapor o nitrógeno, los NOx se pueden reducir entre 42 y 25 partes por millón, pero tiene una desventaja porque hay que obtener el agua o vapor de algún lugar; en el caso de un ciclo combinado si se coloca un intercambiador de calor en el tubo de escape para extraer el calor sobrante, este se puede utilizar para calentar agua, pero se pierde algo de eficiencia porque se saca energía de la producida para producir vapor.

11. ¿Cuál es la forma óptima de almacenar hidrógeno en caso de usar una turbina que use 100% de hidrógeno?

Primero hablemos del transporte del hidrógeno hacia un usuario final, depende de qué tan lejos se haga, se puede transportar de múltiples formas, como gas comprimido o líquido criogénico a -253°C. Adicionalmente, se está trabajando para transportarlo como molécula orgánica como el amoníaco o en alguna otra molécula orgánica que sea un líquido estable a temperatura ambiente, como el metanol.

Entonces, dependiendo de cómo se obtenga el hidrógeno es cómo se almacena, si se tiene hidrógeno gaseoso a alta presión, se necesitarán tanques de almacenamiento o una red de gas en donde se pueda almacenar en las tuberías, lo cual también serviría para distribuir el combustible; si se obtiene el hidrógeno en estado líquido, este finalmente se va a tener que gasificar, por lo cual se termina almacenando de la misma forma que se explicó anteriormente; si se obtiene a través de uno de sus carriers, como amoníaco por ejemplo, se necesitarán tanques de almacenamiento de amoníaco. Por otro lado, cuando se habla de almacenamiento de hidrógeno por largos periodos de tiempo, una solución que se ha usado mucho en Europa y EE.UU. para el caso del gas es el almacenamiento en grandes cavernas subterráneas.

12. ¿Tiene sentido económico convertir las plantas de carbón en plantas de gas y luego quemar hidrógeno en el futuro en los casos de Alemania y Chile?

No puedo especular sobre la economía si tiene sentido tomar una planta de carbón y reemplazarla con una planta de gas natural porque la normativa y los escenarios económicos en cada uno de estos países varía de diferentes maneras. Sin embargo, desde una perspectiva técnica este cambio sí se puede hacer.

7. Taller: WyRefueler - Estación de repostaje de hidrógeno móvil



- ¿Se puede implementar esta tecnología de repostaje de H₂ en camiones mineros?
- ¿Qué consideraciones se deben tener en las estaciones de repostaje respecto de los tiempos de carga de H₂?
- ¿Cuál sería el costo aproximado del móvil y de la estación de reabastecimiento del H₂ en total?



Enlace: https://www.youtube.com/watch?v=5nwtJ3C4c3E&list=PLyAQCosVyNzHhNN2Rc-YgRPkof7pHdOwq&index=2&ab_channel=4eChileGIZ

1. ¿La estación de repostaje móvil considera elementos de seguridad y control para el hidrógeno?

Si, la estación móvil cuenta con una sala y sistema de control que monitorea constantemente tanto la presión como la temperatura a la que se encuentra el hidrógeno. Por ejemplo, si el flujo que va desde el contenedor al reabastecimiento móvil supera límites extremos de baja o alta presión, o si las temperaturas llegan a un nivel muy alto o bajo, el sistema puede apagarse.

2. ¿Hay alguna consideración para que el sistema de estación de repostaje de H₂ móvil pueda soportar terremotos?

La estación de repostaje de H₂ móvil no está fijada a la tierra, está sobre ella y se aprueban según algunas pruebas de inspección.

3. ¿En la estación de repostaje móvil se produce H₂?

No se tiene un electrolizador a bordo, por lo que no se produce hidrógeno. El contenedor cisterna se usa para obtener gas desde cualquier lugar en donde se produzca hidrógeno, por lo que puede ser directamente desde el electrolizador, pero también puede ser hidrógeno gris, marrón, azul o cualquier color que tengamos en el momento.

4. ¿Con qué frecuencia se pueden recargar las estaciones de repostaje? ¿Qué consideraciones se deben tener en las estaciones de repostaje respecto de los tiempos de carga de H₂?

Si quieres recargas en 6 minutos necesitas un sistema de enfriamiento, ya que cuando se comienza a recargar un vehículo con hidrógeno, se produce un efecto llamado Joule Thomson inverso, el cual provoca que la temperatura del hidrógeno aumente a medida que se libera presión. Por esta razón, la mayoría de las estaciones de recarga disminuyen la temperatura del hidrógeno hasta -40°C antes de comenzar la recarga de combustible, de esta manera se evita que se alcancen temperaturas muy altas. Nuestro repostaje móvil no tiene un sistema de enfriamiento, lo que hacemos es utilizar un sistema de ramp-up de presión de 18 bar por minuto, por lo que, para llenar un estanque vacío a 350 bar, se necesitan entre 16 a 18 minutos.

5. ¿Cuál es la temperatura ambiente máxima a la que puede operar este sistema de almacenamiento de H₂?

Cuando se habla de los cilindros el rango de temperatura es desde -40 a 65°C en el contenedor. El repostaje móvil debe tener calefacción integrada para la sala de control, de modo que los sistemas electrónicos se puedan calefaccionar en condiciones de baja temperatura. Por otro lado, la temperatura ambiente de operación es de -20 a 40°C.

6. ¿Se podría implementar esta tecnología de repostaje de H₂ en camiones mineros?

Estamos involucrados en algunos de esos proyectos mineros en todo el mundo y también desarrollamos sistemas de almacenamiento para ello. Esos camiones mineros al final tendrán aproximadamente de 100 a 200 kilos de hidrógeno a bordo, además, estos camiones tienen un tiempo muy limitado para recargar, aproximadamente 6 minutos para un llenado normal. Actualmente no existe ningún sistema de repostaje de H₂ que pueda llenar 100-200 kilos en 6 minutos, por lo tanto, para estas aplicaciones desarrollamos algo diferente, un sistema de almacenamiento desmontable ubicado entre medio de las ruedas del camión, de manera que cuando se acaba el hidrógeno, el contenedor vacío se saca del camión y se cambia por uno lleno, para luego recargar el contenedor vacío de manera independiente sin tener el límite de tiempo antes mencionado.

7. ¿Cuáles son las consideraciones de la tecnología de repostaje de hidrógeno para funcionar a grandes alturas?

El compresor que tenemos es hidráulico, impulsado por un motor eléctrico, y no tiene un motor de combustión interna asociado. Sé que hemos discutido internamente algunas veces sobre esto y en general una altura de alrededor de 2000 metros no debiese traer problemas; pero, si quieres realmente considerar alturas mayores a 2000 metros, como en la Cordillera de los Andes o algo por el estilo, entonces tendríamos que analizar el caso en particular.

8. ¿Cómo se conecta físicamente y que consideraciones hay que tener para la conexión del centro de repostaje móvil que comentaste?

La única conexión externa de la estación de recarga móvil es de 404,63 [A]. El resto de las conexiones se hacen entre el contenedor y la estación de recarga móvil a través de dos mangueras para bombear gas desde el contenedor, mediante el compresor de la estación de recarga móvil, hacia la unidad de almacenamiento a 500 bar. Por lo tanto, hay dos mangueras de alta presión, y una conexión neumática-eléctrica entre el contenedor y la estación de recarga móvil.

9. ¿Qué tipo de compresor de hidrógeno utilizan?

En estos momentos utilizamos un compresor hidráulico, pero podríamos estar dispuestos a evaluar la posibilidad de trabajar con otros fabricantes de compresores.

10. ¿Cuál es el estándar o norma europea que cubre la instalación y la operación de estos equipos de almacenamiento y recarga móvil de hidrógeno?

No existe una regulación europea general para la instalación y operación de estos equipos actualmente. Esto suele ser regulado por cada país, por ejemplo, Alemania tiene sus propias regulaciones, lo mismo que otros países.

11. ¿Cuál sería el costo aproximado del móvil y de la estación de reabastecimiento del H₂ total? Incluyendo inversión, mantenimiento, operación, etc.

Considerando la inversión y el sistema completo, incluyendo todos los atributos (contenedor, la estación de recarga móvil, sistemas auxiliares, etc.) podrías gastar entre 1.2 y 1.3 millones de euros para un sistema de este calibre, ese es el CAPEX para este sistema con contenedores tipo 4; si se opta por los contenedores tipo 2 se tiene un costo un poco más bajo. Luego de eso están los costos de electricidad, estos no son muy altos, se tiene una conexión de 40 kW, los cuales se utilizan mayormente en el momento en que el compresor comienza a operar y para el sistema de control. Respecto a los costos de mantenimiento, estos se concentran en los cilindros de almacenamiento, los cuales deben someterse a prueba cada 5 años en el caso de los cilindros tipo 4 y los de 500 bar, y cada 10 años si son del tipo 2; además, estos costos podrían aumentar considerablemente si estas pruebas debiesen realizarse fuera de Chile, ya que se tendría que transportar los cilindros al país donde se hagan las pruebas.

12. Mercedes Benz anunció que estaban trabajando en un camión de hidrógeno para el siguiente año. En el camión se usaría hidrógeno líquido, ¿cuál es tu opinión sobre el uso de hidrógeno en estado líquido y en estado gaseoso para aplicaciones de transporte?

En estos momentos, el estándar para el camión, el bus, el tren, equipos de construcción, es de 350 Bar, 35 MPa. Algunos fabricantes están hablando de 700 bar (algunos ya lo están construyendo), ese es el estándar para vehículos de pasajeros. Por otra parte, Shell anunció que, para Europa, les gustaría trabajar con 500 bar, y ahora Mercedes Benz anunció que les gustaría trabajar con hidrógeno líquido. Por otra parte, Universal Hydrogen está estudiando almacenamiento a 850 bar.

Lo más probable es que el referente sea 350 bar para el 95% de este tipo de aplicaciones, por dos razones: la primera es, indudablemente, el gasto del sistema dentro del vehículo, y la segunda razón, y probablemente la más importante, tiene que ver con el costo de la infraestructura del sistema de recarga. Es extremadamente desafiante manejar grandes cantidades de hidrógeno gaseoso a 700 bar, y más aún presiones mayores o bien H₂ líquido.

8. Taller: BEHYDRO - Uso de H₂ como combustible en motores



- ¿Qué factores podrían apoyar el uso de motores de combustión con hidrógeno versus la opción con celdas de combustibles?
- ¿Cómo se maneja el aumento de la temperatura debido a la inyección de hidrógeno?
- ¿Qué materiales que se usan en este tipo de motores para poder evitar la interacción entre el hidrógeno y materiales que pudieran fragilizarse?



Enlace: https://www.youtube.com/watch?v=X96BhB3Olic&list=PLyAQCosVyNzHhNN2Rc-YgRPkof7pHdOwq&index=2&ab_channel=4eChileGIZ

1. ¿Cuánto es la relación de compresión?

Nuestros motores Diesel tienen actualmente una relación de 15,5 a 1 normalmente y aquí la hemos reducido en torno a 12 a 1.

2. ¿Cómo se maneja el aumento de la temperatura debido a la inyección de hidrógeno? ¿Cómo logran disminuir el NOx al mezclar el diésel con hidrógeno?

Para quemar hidrógeno, la clave es tener la combustión lo más fría posible, entonces primero que todo, se reduce la relación de compresión y también se aumenta el lambda, es decir la cantidad de aire necesaria para producir la combustión, con esto conseguimos tener una combustión bastante “fría”, lo cual por una parte nos permite evitar la pre-ignición, y por otra parte, al tener una combustión más fría, se reducen las emisiones de NOx.

3. Hablando de aplicaciones de generación de energía, si yo quiero tener aplicaciones como esta en sistemas aislados, con motores de baja o media velocidad, ¿Cómo se comportan ante cambios en la carga o cargas parciales?

Lo primero de todo, considerando el motor dual, cuando pensamos en motores a gas natural, estos motores tienen tiempos de reacción superior al Diesel, el hidrógeno tiene un comportamiento totalmente diferente al gas natural, es una combustión muy explosiva con un frente de llama muy rápido, lo cual nos permite tomar cambios de carga de mejor manera que con un motor de gas natural. Para el motor dual tenemos dos alternativas, por un lado, podemos tomar los cambios de carga con Diesel, para lo cual se tendrían los mismos tiempos de reacción que con un motor Diesel, o tomar los cambios de carga con hidrógeno, y una vez que ya tenemos un nuevo estado estacionario, se hace un reemplazo para maximizar la cantidad de hidrógeno. Lo que hemos podido apreciar es que, al tomar la carga con hidrógeno, el comportamiento es bastante similar a cuando la tomamos con Diesel.

En cuanto al tiempo de reacción, si suponemos que el motor ya está con las vueltas nominales a velocidad de generación, podemos tomar la carga en aproximadamente tres saltos de carga de unos 5 segundos cada uno, de ahí que podemos pasar de cero a cien en quince segundos.

4. ¿Qué nos podrías decir respecto a los costos que se manejan para esta tecnología?

Si tenemos como referencia que un kilowatt de pilas de combustible puede estar en torno a los 2.000 euros, para un generador equivalente podemos reducir los costos a unos 500-600 euros por kilowatt.

5. Considerando que el proyecto BeHydro comenzó en el 2017, ¿Cuál es el estatus actual del proyecto? ¿Qué porcentajes de mezcla están esperando? ¿Está en operación?

BeHydro es una empresa, una colaboración entre ABC y CMB, actualmente el motor dual fuel está comercialmente disponible, con el cual estamos con un 80-85% de sustitución. Por otro lado, la versión con 100% de hidrógeno debería estar comercialmente disponible para fines del 2021.

6. Pensando en una aplicación de transporte, ¿Qué se necesita en términos de espacio? Ya sea para el motor o para el almacenamiento de hidrógeno en comparación con la opción con combustibles fósiles.

En cuanto a la sala de máquinas en sí, aparte del sistema de alimentación de hidrógeno, no existen diferencias significativas. El principal problema en una embarcación, por ejemplo, es el volumen disponible para el almacenamiento de combustible. Para el hidrógeno, la versión en la cual podemos tener mayor cantidad en el menor espacio es con el hidrógeno líquido, sin embargo, hay que tener en cuenta que se necesitan tanques especiales que puedan mantener el hidrógeno a -253°C aproximadamente; con respecto al espacio, si se tiene hidrógeno líquido, se necesita alrededor de 4,2 veces más espacio que en el caso con Diesel para tener la misma autonomía. Por el otro lado, si se tiene hidrógeno gaseoso, se necesita de alrededor de 20 veces más espacio que con la opción Diesel.

Si pensamos en un contenedor de 40 pies, tiene un volumen total de 56 metros cúbicos aproximadamente, por lo tanto, caben 56.000 litros de Diesel; si tengo una alternativa con botellas de acero con hidrógeno a 250 bar, puedo disponer en torno a 800 kilogramos de hidrógeno en un contenedor de 40 pies; sin embargo, el peso de un contenedor lleno de botellas de acero hidrógeno es en torno a 54 toneladas. Entonces, en las aplicaciones marinas que se podría usar hidrógeno serían aquellas en las cuales nos e necesitara un volumen de almacenamiento de combustible excesivamente grande. Para aplicaciones que requieren mayor autonomía, probablemente soluciones como el metanol o el amoniaco puedan cumplir mucho mejor.

7. ¿Nos podrías hablar de los materiales que se usan en este tipo de motores para poder evitar la interacción entre el hidrógeno y materiales que pudieran fragilizarse?

Sobre la parte de alimentación, todo el sistema de inyección y eyectores, la parte que está sometida a una concentración muy alta de hidrógeno, se utilizan aleaciones de acero inoxidable. En cuanto a la tapa o culata del cilindro, hay que pensar que la concentración de hidrógeno que hay en la cámara de combustión no es tan alta como en las tuberías de alimentación, y que también que la fragilización que se produce no es inmediata, sino que se puede ver después de bastante tiempo, y lo que hemos podido ver después de miles de horas de funcionamiento, es que la estructura de la cámara de combustión no se ve comprometida por temas de fragilización.

8. ¿Qué factores podrían apoyar el uso de motores de combustión con hidrógeno versus la opción con celdas de combustibles? ¿En qué casos se podría dar mejor que el otro?

Primero que todo hay que considerar el costo de inversión, el cual puede ser en torno a un tercio de la pila de combustible, además, a la pila de combustible hay que agregarle la electrónica de potencia, rectificadores, etc. Puede jugar a favor de las pilas de combustible el tema de la eficiencia, ya que se habla de valores de 45-50% y más. Mientras que el caso del motor de combustión de hidrógeno es de alrededor de 45%. La diferencia no es tanto, por lo que habría que hacer una evaluación de costo de vida para ver si el ahorro que puede suponer una pila de combustible es suficiente para suplir el costo de inversión; también hay que considerar la vida útil de la pila de combustible, la calidad del hidrógeno, etc.

9. En relación con el comportamiento de un motor cuando se le inyecta hidrógeno, ¿Cómo funciona el detector de “knocking” y pre-ignición?

El tema es que el “knocking” se produce durante la fase de combustión, aquí lo que realmente nos preocupa es la pre-ignición. El sistema anti “knocking” consiste en un sistema de micrófonos que detecta este ruido, uno en cada cilindro, y en caso de que se detectara este ruido es una señal que tenemos un “knocking”, aunque esta misma tecnología se puede usar para detectar pre-igniciones, ya que el ruido es bastante parecido. Por otro lado, la pre-ignición consiste en la combustión durante la fase de compresión, por lo cual la temperatura y presión se disparan; lo que nosotros estamos monitorizando constantemente en el motor son las temperaturas de combustión de cada cilindro, si detectamos hay una desviación, es decir si la temperatura normal es de 400 °C y hay una pre-ignición, la temperatura puede llegar hasta los 600 °C en 1 segundo; si detectamos este tipo de aumentos de temperatura, el motor reacciona ya sea reduciendo carga o mandando una señal de parada.

10. ¿Qué nos podrías decir respecto al tema del ruido que emiten estos motores?

Tomando en cuenta que muchas aplicaciones son para barcos, en las cuales el ruido podría interferir con la fauna marina. El tema del ruido lo hemos estado desarrollando por muchos años gracias a la tecnología Diesel. En un barco hay dos tipos de ruidos que deben considerarse, el ruido que se transmite a la atmosfera, a la sala de máquinas, o que se puede emitir en el escape; para esto hay soluciones de silenciador del escape, insonorización de la sala de máquinas o insonorización alrededor del motor. Luego, el otro tipo de ruido es el que se transmite a través del casco al agua; para esto tenemos sistemas con montaje elástico de doble bancada que básicamente reducen a un valor inapreciable el ruido que se transmite a través del caso. El desafío del ruido es de los que mejor conocemos y ante el que mejores soluciones podemos dar.

11. Si hoy en día una persona está pensando en reemplazar un motor Diesel estacionario, y no sabe si comprar un motor Diesel más nuevo y eficiente o un motor con hidrógeno, ¿Cuál sería la diferencia en cuanto a los costos aproximadamente?

Lo primero que hay que tener en cuenta son los costos de operación que se tienen actualmente, es decir un motor que se tiene en operación continua va a tener unos costos de operación muy altos. Por lo tanto, si estamos pensando en comprar un motor dual Diesel/hidrógeno, ya de por sí, probablemente la opción Diesel sería más eficiente, además, también habría que tener en cuenta el costo del hidrógeno. Si damos un aproximado, comparando motor Diesel contra motor a hidrógeno, podríamos decir que el sobrecosto de la opción con hidrógeno es de alrededor del 50%. Sin embargo, hay que tener en cuenta que cada vez será más "caro" emitir CO₂, por lo cual este tipo de alternativas van a ir siendo cada vez más convenientes.

12. ¿Qué regulaciones de seguridad se manejan cuando estamos hablando de motores de hidrógeno?

Con respecto a aplicaciones de transporte marítimo, nos tenemos que remitir a las sociedades de clasificación, las cuales establecen los criterios que definen una sala de máquinas segura. En la actualidad, para todo este tipo de combustibles "alternativos", está la normativa IGF, sin embargo, esta normativa aún no considera al hidrógeno como combustible. Lo que se debe hacer es plantear los proyectos de hidrógeno a estas sociedades clasificadoras, estas van a solicitar un análisis de riesgo y definir las contramedidas ante posibles fugas o problemas, de manera de minimizar los posibles riesgos personales o materiales. Lo que debería pasar en los próximos años, es que la normativa IGF contemple al hidrógeno y defina pautas para este combustible. Lo que estamos haciendo ahora nosotros es utilizar la normativa de gas natural como base, por ejemplo, alimentación de combustible de doble pared, que todos los sistemas de alimentación de combustible tengan sistemas de purgado, así como esta doble pared tenga un sistema de ventilación continua, que en caso de detección de una fuga que se cambie a modo diesel, sistemas de ventilación de escape, sistemas de detección en la sala de máquinas, etc. Aun así, hoy en día este tipo de proyecto requiere que las clasificadoras hagan un estudio caso a caso para asegurar que la solución propuesta es segura y no trae riesgos.

13. Nos dijiste que tuvieron que hacer una serie de cambios respecto a un motor convencional para que este pudiera aceptar inyección de hidrógeno, ¿Solo existe la posibilidad de contar con motores especialmente diseñados para aceptar hidrógeno o también se puede reconvertir un motor Diesel para que funcione en modo dual?

Para convertir motores de otras marcas, eso no es una solución que nosotros contemplemos. Lo que sí contemplamos es que hay clientes que están realizando una operación para la cual saben que en los próximos va a haber hidrógeno disponible, por ejemplo, estas embarcaciones que van a las centrales eólicas offshore; en casos como este, les ofrecemos unos motores Diesel y un pack de conversión a hidrógeno para 3, 4, 5 años más o cuando el cliente lo requiera, y cuando el hidrógeno ya esté disponible reconvertimos el motor Diesel a uno con hidrógeno.

14. En relación con la vida útil del motor y al mantenimiento, ¿Nos puedes explicar por qué un motor a hidrógeno necesita menos mantenimiento que uno convencional y cuáles son los efectos que esto implica?

Partiendo por el lado negativo, en el motor de hidrógeno, al tener más componentes, van a haber tareas nuevas de mantenimiento en la sección de inyección de gas. Por el lado positivo, un motor Diesel que trabaja a cargas parciales, por ejemplo, puede verse afectado por la formación de depósitos de hollín en los asientos de válvula, lo cual no ocurriría en un motor con hidrógeno. Asimismo, muchos de los problemas que se pueden apreciar con el uso de combustibles líquidos como el Diesel, no afectan a los motores que utilizan hidrógeno.

15. ¿Cómo ves la proyección para el mercado chileno y latinoamericano? ¿Han visto aplicaciones para el sector minero? ¿Cuál es tu perspectiva para lo que se podría hacer en Chile con esta tecnología? Pensando especialmente en el sector minero y la industria.

De cara a Chile, estamos en contacto con algunas navieras y algunos operadores remolcadores. Dependiendo de la aplicación, estos pueden tener mayor interés en metanol o en hidrógeno, ya que el metanol tiene la ventaja de poder almacenar más energía en menor espacio. De cara a la minería, donde nosotros podríamos ofrecer una solución sería en el sector de generación; por otro lado, para los camiones mineros, puede que este tipo de motores nos queden un poco grandes, se tendría que evaluar el caso específicamente. La ventaja que tienen este tipo de motores es que son duales, por lo que, si hay cualquier problema con el suministro de hidrógeno, pueden funcionar con Diesel y así no afectar la operación de la planta.

9. Webinar técnico: Transporte bajo en emisiones para la minería



- **¿Cuáles serán las soluciones que se utilicen en el corto plazo para descarbonizar el transporte pesado en el sector minero?**
- **¿Qué alternativas existen actualmente para disminuir las emisiones de CO₂ en aplicaciones de transporte pesado en minería?**
- **¿Cuáles son los principales desafíos para el uso de baterías o celdas de combustible en el transporte pesado de la minería?**

1. ¿Cuánto combustible consumen los camiones CAEX?

En Chile el consumo energético del sector minero representa alrededor del 14% de la energía total consumida. Para el caso de los camiones CAEX, los cuales llegan a operar 24/7, estos consumen hasta 4.000 litros de diésel al día, por camión. Por esta razón, cuando se trata de descarbonizar esta industria, se busca inmediatamente una solución "verde" para el transporte pesado en las minas.

2. ¿Qué alternativas existen actualmente para descarbonizar el transporte pesado en el sector minero?

Hoy en día existen soluciones para electrificar parte del sector transporte en la minería, como los camiones "trolley" híbridos con diésel, los cuales ya están disponibles actualmente, con capacidad de alrededor de 615 mt de carga; la idea es hacer funcionar el camión con un motor eléctrico, utilizando la electricidad de una catenaria (tipo ferrocarril/tranvía), que se instalan en los caminos de uso frecuente dentro de la mina. Para la autonomía de los vehículos, se utiliza un generador diésel que proporciona la electricidad necesaria. Especialmente para las minas chilenas, que tienen acuerdos de compra de energía renovable (PPA), esta podría ser una solución interesante a corto plazo para reducir su consumo de diésel y sus emisiones de CO₂. Además de estos camiones "trolley", también existen actualmente excavadoras totalmente eléctricas, sin baterías, las cuales se conectan por un cable a la red de suministro eléctrico de la mina.

3. Siguiendo la pregunta anterior, ¿Qué otras alternativas para descarbonizar el transporte se están evaluando para el futuro?

Todavía no está disponible, pero una alternativa muy interesante en la cual se está trabajando es la opción de sustituir el depósito de diésel y el generador por una batería que garantice cierta autonomía y que pueda cargarse mientras el camión está conectado a la línea catenaria, o bien recuperando la energía cinética y cargando la batería mientras va cuesta abajo. Otra opción en la cual se está trabajando son los camiones híbridos con baterías y celdas de combustible, sin embargo, esta alternativa implica realizar cambios importantes en el camión, como la inclusión de un sistema de enfriamiento (más espacio necesario para el radiador), filtros, humidificadores, tanques de almacenamiento de hidrógeno, etc.

4. ¿Como ves las posibilidades del hidrógeno verde o sus derivados para descarbonizar las aplicaciones de transporte en la minería?

En general se puede ver que es un objetivo que está muy claro para las mineras, sin embargo, el camino hacia la implementación de estas soluciones no lo está en absoluto. Las empresas mineras tienden a evitar las tecnologías que podrían significar un riesgo para sus operaciones, como las brechas de seguridad o las interrupciones en sus procesos, ya que un corte en sus operaciones puede costar mucho dinero. Por lo tanto, implementar una tecnología disruptiva como el hidrógeno en una parte tan crucial de los procesos operativos como el transporte de los minerales es muy improbable y difícil que suceda en el corto plazo.

5. ¿Cómo crees entonces que comenzarán a implementarse soluciones de hidrógeno o sus derivados en la minería?

Seguramente se verá que las mineras opten por un enfoque más evolutivo respecto a esta tecnología. De esta forma, se podrían encontrar soluciones intermedias en las que, por ejemplo, los motores de combustión interna puedan utilizar varios combustibles o la mezcla de diésel y un carrier de energía verde para ayudar a pavimentar la fase de transición hacia los combustibles totalmente verdes y, mientras tanto, reducir las emisiones de carbono.

6. Se ha estado hablando mucho acerca de los derivados o carriers del hidrógeno, ¿Crees que estos combustibles tienen mejores posibilidades que el hidrógeno de ser utilizados en el sector minero?

Si se habla de motores, por ejemplo, va a ser muy importante que estos puedan manejar los nuevos portadores de energía que se están discutiendo, en este sentido los combustibles sintéticos tienen una ventaja, ya que podrían ser utilizados en los motores actuales o ser mezclados con diésel sin mayores dificultades; sin embargo, los combustibles sintéticos y el metanol tienen la desventaja que se debe considerar una unidad de captura de CO₂ para su producción, lo cual aumenta considerablemente los costos totales. Desde el punto de vista de la producción, la generación de electricidad es la más fácil, seguida del hidrógeno, el amoníaco, el metanol y por último los combustibles sintéticos. Por otro lado, desde el punto de vista del almacenamiento y el transporte es todo lo contrario, los combustibles sintéticos son los más fáciles de manejar y la electrificación es la forma más compleja de aplicar en el transporte minero. Un buen compromiso parece ser el amoníaco, ya que es bien conocido, utilizado y comercializado en todo el mundo. Un aspecto importante es que, además del sector minero, otro gran consumidor de energía también está pensando en cómo descarbonizar sus operaciones: la industria del transporte marítimo de alta mar. Sin embargo, aún quedan algunos retos por resolver: el encendido de la combustión y el tipo de motor: motores de alta velocidad (minería) o de baja velocidad (navegación de altura), etc.

7. ¿Cuáles crees que son los principales desafíos para el uso de baterías o celdas de combustible en el transporte pesado de la minería?

En primer lugar, el aspecto tecnológico: la cantidad de energía necesaria para mover un camión minero requiere demasiado espacio para su almacenamiento (tanques de hidrógeno o baterías). Además, aún no se ha resuelto el proceso de reabastecimiento (hidrógeno) o recarga (batería) de forma operativa. En segundo lugar, el aspecto financiero: como ambas tecnologías son todavía relativamente nuevas, los costos de las celdas de combustible y las baterías son muy elevados y, por tanto, no son competitivos con los combustibles fósiles. Sin embargo, al igual como se ha visto en los últimos años una importante reducción de los costos de las baterías, los expertos prevén que ocurra lo mismo para el caso de las celdas de combustible en el futuro.

8. ¿Cuáles crees que serán las soluciones que se utilicen en el corto plazo para descarbonizar el transporte pesado en el sector minero?

Una solución disponible rápidamente podría ser el uso de camiones híbridos de diésel/batería que aprovechen el uso directo de la electricidad renovable. En los casos en los que no pueda instalarse una línea catenaria, la mezcla de diésel y carriers de energía verde como el amoníaco podría ser una solución a corto y medio plazo, ya que los motores totalmente eléctricos sin conexión a la red (celdas de combustible o baterías) sólo podrían ser una opción a largo plazo.

10. Otras preguntas y respuestas



- ¿Cuáles son los requisitos de pureza para la corriente de entrada de agua en un electrolizador?
- ¿Cuáles son los métodos de almacenamiento de hidrógeno más utilizados en la actualidad?
- ¿Cuál es la temperatura óptima de operación para las celdas de combustible PEM?

1. ¿Cuál es el porcentaje de energía equivalente al H₂ requerido para la licuefacción del H₂?

Según el DoE, la licuefacción implica un consumo de energía de alrededor del 30% de la energía contenida en el hidrógeno almacenado, lo cual equivale entre 8 y 10 kWh/kg (H₂), combinado con un precio compensado de ~1US\$/kg. Es probable que se produzcan mejoras, ya que el hidrógeno líquido se convertirá muy probablemente en un elemento importante en la logística del hidrógeno y, por tanto, desencadenará la I+D.

2. ¿Qué material se utiliza para los electrodos?

Estructuras metálicas y otros sistemas capaces de transportar electricidad que no sean un obstáculo para el flujo / intercambio de gas y agua.

3. ¿Cuáles son los requisitos de pureza para la corriente de entrada de agua en un electrolizador?

Tanto un electrolizador PEM como de otro tipo de tecnología, requiere agua con altos niveles de pureza, cuya conductividad debe ser idealmente <1μS/cm.

4. ¿El sistema de electrólisis requiere una estación de purificación de agua?

En términos generales, un electrolizador casi siempre requerirá una estación de tratamiento de agua, cuya complejidad y elementos dependerá de la calidad del agua recibida. Así, su purificación puede tener etapas adicionales como la desalinización, la eliminación de partículas, etc. para lo cual existen distinto tipo de tecnologías disponibles en el mercado mundial. En general, el sistema de acondicionamiento de agua consiste en una purificación estándar de agua en varias etapas con descalcificación, osmosis inversa y un filtro de lecho mixto de intercambio de iones, que reduce la conductividad a <1μS/cm. Este valor, dependerá de la tecnología de electrólisis y los requerimientos específicos del equipo.

5. ¿Qué uso se le da al oxígeno generado?

Existen diferentes aplicaciones para el O₂ como el tratamiento de aguas residuales o la producción de vidrio. En el curso de una mayor descarbonización, el O₂ obtenido del electrolizador podría ganar importancia en el futuro ya que la forma típica de producir O₂ es a través de una unidad de separación de aire que es intensiva en uso de energía.

6. ¿Qué servicios de flexibilización para la red eléctrica ofrecen los electrolizadores?

En particular, el electrolizador PEM puede ofrecer una amplia capacidad para ajustar su carga y con ello influir en la frecuencia de la red eléctrica, por lo que perfectamente podría ser parte de un mercado servicios complementarios.

7. ¿Cómo se comporta la membrana del stack PEM a lo largo de su vida útil?

Al igual que en las baterías eléctricas, por ejemplo, de plomo y ácido, el envejecimiento de la membrana del stack del electrolizador ocurre a partir de procesos electroquímicos tanto para las celdas de combustible como para los electrolizadores y es un fenómeno que aún no se comprende del todo y para el cuál se están desarrollando modelos.

En cuanto a la diferencia entre carga parcial y plena carga, existen diferentes procesos de envejecimiento para cada caso, pero es necesario considerar que varían dependiendo de la calidad del agua, la temperatura y muchos otros parámetros.

8. ¿Qué ventajas tiene un vehículo de celdas de combustible de hidrógeno en comparación a uno eléctrico con baterías?

Los automóviles con celdas de combustible tienen más autonomía y necesitan menos tiempo de recarga que los eléctricos con baterías. Además, los vehículos con FC tienen menos emisiones de CO₂ asociadas, tomando en cuenta todo el ciclo, desde la producción de energía hasta la operación del vehículo.

9. ¿Cuál es la temperatura óptima de operación para las celdas de combustible PEM?

La temperatura óptima de operación permite obtener el mayor rendimiento posible sin degradar la membrana de la celda; para las celdas PEM se encuentra entre los 60 y 80°C. Sin embargo, este valor puede variar un poco dependiendo del proveedor de la celda.

10. ¿Cuál es el costo de producción de 1 kg de hidrógeno utilizando el método de reformado de gas natural actualmente?

Aproximadamente 1,5 USD/kg.

11. ¿Cuál es el electrolito más utilizado en electrolizadores alcalinos?

En electrolizadores alcalinos se utilizan mayormente dos tipos de electrolitos, el hidróxido de sodio (NaOH) y el hidróxido de potasio (KOH).

12. ¿Cuáles son los tipos de celdas de combustible más adecuadas para aplicaciones estacionarias?

Actualmente, las celdas de combustible que más se utilizan para aplicaciones estacionarias son las de tipo PEM y las de óxido sólido (SOFC), también se usan las de carbonato fundido (MCFC). Sin embargo, las más utilizadas para sistemas de Back-up son las celdas PEM refrigeradas por aire y/o agua.

13. ¿Cuáles son los métodos de almacenamiento de hidrógeno más utilizados en la actualidad?

El hidrógeno se puede almacenar en estado gaseoso en depósitos o rack de botellas a presión, en estado líquido, para lo cual se debe considerar un proceso de licuefacción que permita que el hidrógeno alcance una temperatura de -253°C , y en estado sólido en forma de hidruros metálicos. Sin embargo, también existen otros métodos que aún están en fases de estudio. Con respecto a las aplicaciones de transporte, en la actualidad se está usando mayormente el almacenamiento de hidrógeno en estado gaseoso a 350 y 700 bar. Para vehículos ligeros se prefiere la opción de 700 bar, ya que permite almacenar una mayor cantidad de energía en menos espacio, mientras que en vehículos pesados en general se utiliza la opción a 350 bar. Por otro lado, respecto a los depósitos de almacenamiento, en general se usan dos tipos diferentes: el primero está compuesto por una pared metálica interna (de aluminio, por ser un material más liviano) recubierta por un material de fibra de carbono en todas las direcciones. El segundo tipo tiene una estructura similar al primero, pero la capa interna es de material polimérico en lugar de metálico. Ambos depósitos pueden operar a presiones de hasta 700 bar.

14. ¿Cuánta autonomía tienen los vehículos de celdas de combustible?

La autonomía de los vehículos de hidrógeno puede variar dependiendo de la marca y el tamaño. Para el caso de los vehículos ligeros, la autonomía va desde los 600 hasta los 880 km aproximadamente; para tener una referencia, el record de autonomía lo tiene actualmente el Hyundai Nexu con 887 km. En el caso de vehículos pesados, los buses de hidrógeno para transporte urbano, por ejemplo, tienen una autonomía de alrededor de 300-400 km. En general, se podría decir que para distancias de 100 km o más, los vehículos con celdas de combustible tienen mejores prestaciones que los con baterías, en términos de autonomía.

15. ¿Qué materiales se utilizan para fabricar las placas bipolares de los stacks en las celdas de combustible PEM?

Las placas bipolares de la tecnología PEM generalmente están hechas de grafito mecanizado o acero estampado.