

PREGUNTAS Y RESPUESTAS CLASES 2

1.- FAVOR EXPLICAR LA EFICIENCIA ENERGÉTICA DE UN ELECTROLIZADOR. ES DECIR, SE DICE QUE ES ALREDEDOR DE 70% PERO HAY QUE DIFERENCIAR ENTRE LA EFICIENCIA PURAMENTE ELÉCTRICA Y LA EFICIENCIA CALÓRICA, PUESTO QUE DICHO 70% EN TÉRMINOS GENERALES ABARCA AMBOS. POR LO TANTO, SI YO SOY UNA EMPRESA QUE NO CONSUME CALOR, ESA EFICIENCIA CALÓRICA, QUE SERÍA ALREDEDOR DE UN 15% PUES LA EFICIENCIA ELÉCTRICA DEL ELECTROLIZADOR LLEGA ALREDEDOR DEL 55%. EN RESUMEN, LA EFICIENCIA ENERGÉTICA, SE PUEDE CONSIDERAR COMO UN ARGUMENTO DE MARKETING. PUES SI A MI NO ME SIRVE EL CALOR, LA VERDAD ES QUE LA EFICIENCIA ES MUCHO MENOR.

Como bien indican en la pregunta la electrólisis es un proceso que para suceder requiere energía eléctrica y térmica, pero cuando el fabricante de un electrolizador indica la eficiencia del equipo, considera la eficiencia del proceso completo realizado por el equipo considerando la energía capaz de generar el hidrogeno producido y la energía total consumida para generar este hidrógeno. Se puede calcular la eficiencia eléctrica de un electrolizador como el cociente entre la energía eléctrica que puede entregar el hidrógeno generado y la energía utilizada para obtener ese hidrógeno, considerando la energía que puede entregar un mol de hidrogeno en el caso teórico de una celda de eficiencia 1, caso en el cual la energía es 237,22 kJ por mol de hidrógeno. Y se puede calcular la eficiencia térmica se calcula como el cociente entre la energía térmica que puede entregar el hidrógeno generado y la energía utilizada para obtener ese hidrógeno, considerando la energía térmica que puede entregar un mol de hidrogeno en el caso teórico es de 281,32 kJ por mol de hidrógeno. Pero estas eficiencias, si se considera que la energía consumida es la misma, no debiesen distar entre sí en más de un 10%.

Por otro lado, si se considera que el proceso de electrólisis además de generar el hidrógeno genera un segundo producto aprovechable que es el calor de la reacción y se utiliza este calor en un segundo proceso entonces mejora la eficiencia, no del electrolizador en sí, sino del proceso en la industria particular, pues disminuye el consumo de energía para generar calor en ese segundo proceso ya que se utiliza el calor generado por el electrolizador. Pero lo anterior no modifica la eficiencia indicada por el fabricante para las condiciones de uso que indique del electrolizador.

2.- ¿SE HA ESTUDIADO LA POSIBILIDAD DE UTILIZAR EL HIDRÓGENO VERDE COMO COMBUSTIBLE EN CENTRALES TERMOELÉCTRICAS EN REEMPLAZO DE COMBUSTIBLES FÓSILES? APLICÁNDOLO EN UN CICLO RANKINE POR EJEMPLO

Si, de hecho, hay publicaciones al respecto y una de ellas es “Hydrogen Fuel for Rankine Cycle” de Rafael Sánchez y Rodolfo Silva publicada en ScienceDirect el 2009. El concepto de utilizar hidrógeno como combustible en centrales generadoras de electricidad se conoce como “Power to X to Power”, y en el caso particular de las termoeléctricas se conoce como “Power to Gas to Power”, dado que se está utilizando una mezcla de gas natural e hidrógeno en centrales termoeléctricas. Un ejemplo de aplicación es el proyecto piloto HYFLEXPOWER de 12MW que comenzó este 2020 y estará operativo el 2024. Y sin ir más lejos, está el proyecto que presentó Janice Lin en la última clase. En este proyecto se está llevando a cabo la conversión de la generadora térmica Intermountain Power Plant que opera con dos turbinas a vapor en base a carbón y que estará operando a futuro en base a una mezcla de gas natural e hidrógeno con un 30% de hidrógeno en el 2025 y en base a un 100% de hidrógeno para el 2045. Además de estos proyectos, ya hay en el mercado turbinas a gas que operan a mezclas con un 10% de hidrógeno, algunos de los fabricantes más importantes de turbinas a gas alimentadas con hidrógeno son Siemens, General Electric y Alstom.

3.- ENTIENDO QUE EL HIDRÓGENO AÚN NO ES UN COMBUSTIBLE LEGALMENTE RECONOCIDO EN CHILE. SI ESTO ES ASÍ, ¿DEBERÍA SER UNA DESVENTAJA?

Efectivamente, si no es reconocido como combustible legalmente, no puede ser utilizado como tal, salvo excepciones. El Ministerio de Energía presentó tres líneas de acción previstas para contribuir a la realización de iniciativas de hidrógeno verde: el apoyo a la autorización de proyectos especiales por parte de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), la readecuación del plan de desarrollo regulatorio y la articulación con otros servicios del sector público para canalizar solicitudes. Respecto de la primera línea, está en proceso la generación de un manual de cómo presentar este tipo de proyectos y quién debe autorizar. Adicionalmente se está elaborando la estrategia nacional de hidrogeno verde a 2050 para cumplir la meta de carbono neutralidad en el marco del Acuerdo de Paris. En esta estrategia está incluido el desarrollo de la regulación para habilitar los usos y producción del hidrógeno verde.

4.- EL CASO DEL USO DE HIDRÓGENO EN TRASPORTE MEDIANTE CELDAS DE COMBUSTIBLE, ¿ES NECESARIO UTILIZAR ADEMÁS UNA BATERÍA PARA ALMACENAR LA ELECTRICIDAD QUE SE GENERA Y GESTIONARLA?, O ¿DESDE LA MISMA CELDA DE COMBUSTIBLE SE PUEDE GESTIONAR LA CANTIDAD DE ELECTRICIDAD QUE SERÁ GENERADA? MI PREGUNTA POR EL TREN DE HIDRÓGENO DE ALEMANIA QUE UTILIZA ADEMÁS BATERÍAS. DE CUALQUIER MANERA, HASTA LOS AUTOS DE GASOLINA CUENTAN CON UNA BATERÍA, PERO ME INTERESA DESDE EL PUNTO DE VISTA DEL CICLO DE VIDA COMPLETO DE LA TECNOLOGÍA DE HIDRÓGENO EN EL TRANSPORTE

El tren de Alemania, así como los vehículos que utilizan celdas de combustibles o FCEV (fuel cell electric vehicle), son vehículos eléctricos que, en lugar de requerir cargar un gran banco de baterías desde una red eléctrica, cuentan con celdas de combustible para generar su propia electricidad en base a un suministro de hidrógeno como combustible. El proceso de funcionamiento del FCEV es: se carga el estanque con hidrógeno; el hidrógeno ingresa a la celda de combustible; la celda de combustible genera electricidad; y esta electricidad puede seguir dos rutas, directo al motor eléctrico que da tracción al vehículo o a la batería del vehículo para que sea almacenada hasta cuando el vehículo lo requiera. Además, si se considera que en general los vehículos eléctricos cuentan con frenos regenerativos, es necesario siempre un sistema de baterías para almacenar esta electricidad. BMW tiene una página web en la cual explica el funcionamiento de los vehículos FCEV: <https://www.bmw.com/en/innovation/how-hydrogen-fuel-cell-cars-work.html>.

5.- CUANTA AGUA SE REQUIERE PARA PRODUCIR 1 KG DE H₂? ¿PODRÍA SER UN PROBLEMA AMBIENTAL LA CANTIDAD DE AGUA QUE REQUIERE LA ELECTROLISIS?

Se respondió en la pregunta 22 de la clase 1. Para producir 1 m³ 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.

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).

6.- ¿CUAL ES SU OPINIÓN SOBRE LA TECNOLOGÍA DUAL (DIÉSEL + H₂) Y FUEL CELLS? ¿LO VE COMO COMPETENCIA O COMO UN COMPLEMENTO?

Depende del punto de vista desde donde se aborde, pues si se busca disminuir las emisiones de CO₂ son tecnologías complementarias, dado que ambas ayudan a éste propósito. Ahora, si se considera la descarbonización total de los energéticos, entonces las tecnologías de celdas de combustibles son un reemplazo a las tecnologías duales y por ende son competencia. A modo de ejemplo, considerando el proyecto financiado por Corfo de hidrógeno en transporte en minería, estas tecnologías son complementarias. Es más fácil y rápida una transición a combustión dual, dado que no requiere un recambio completo del tren de tracción y esta tecnología permite una disminución inmediata de las emisiones del sector. Y a futuro, dado que requiere mayor inversión, se puede producir el cambio del tren de tracción para que los camiones mineros funcionen a 100% hidrógeno mediante celdas de combustible y así descarbonizar por completo el sector transporte en minería.

7.- ¿QUÉ CONSIDERA NECESARIO PARA PODER MASIFICAR EL USO DE H₂?

Si se busca una masificación rápida del hidrógeno, se requiere una participación activa del gobierno, la academia y la industria. Se requiere por parte del gobierno la generación de políticas públicas y normativa que promuevan y faciliten el uso del hidrógeno y sus tecnologías. Por parte de la academia se requiere la educación y formación de profesionales, así como también su apoyo para facilitar la transferencia tecnológica. Y por parte de la industria, la realización de inversión en tecnologías de hidrógeno, considerando que, en la industria, todo proyecto de inversión se realiza cuando es factible técnica y económicamente además de cuando es atractivo en su rentabilidad. Si se masifica la técnica y bajan los costos de la tecnología, en conjunto con incentivos que pueda dar el gobierno o bien el interés que pueda generar el mercado nacional o internacional, entonces se podría masificar el uso de hidrógeno.

8.- ¿EL HIDRÓGENO ES MÁS INFLAMABLE QUE EL DIESEL, QUE EL GAS LICUADO? CHILE TIENE UN GASODUCTO QUE CRUZA CASI TODO CHILE Y QUE CONTIENE DIVERSOS COMPONENTES DERIVADOS DEL PETRÓLEO Y OTRO DE GAS NATURAL, ¿NO SON IGUALMENTE INFLAMABLES?

El diésel tiene una temperatura de autoignición de 251°C mientras que la temperatura de autoignición del gas licuado es 493°C y del hidrógeno gaseoso es 585°C. Para que haya combustión, además de llegar a estas temperaturas, se requiere una cantidad determinada tanto de combustible (diésel, gas licuado o hidrógeno) como de comburente (aire u

oxígeno). Por lo anterior se puede concluir que no son igualmente inflamables dado que requieren distintas temperaturas de autoignición.

9.- QUÉ CASOS DE CENTRALES TERMOELÉCTRICAS HAN CAMBIADO EL USO DE SU COMBUSTIBLE A H₂? DE MANERA DE TENER UNOS POCOS EJEMPLOS MÁS QUE NADA Y PODER INVESTIGAR MÁS DE ESTOS CASOS PARTICULARES

Algunos ejemplos de centrales termoeléctricas que se han modificado o están en proceso de cambio para operar con mezcla de hidrógeno o bien a 100% hidrógeno son:

- El piloto HYFLEXPOWER de 12MW que comenzó este 2020 y estará operativo el 2024.
- Intermountain Power Plant en California, proyecto que presentó Janice Lin en la última clase, que consiste en la conversión de la generadora térmica, que opera con dos turbinas a vapor en base a carbón y que estará operando a futuro en base a una mezcla de gas natural e hidrógeno con un 30% de hidrógeno en el 2025 y en base a un 100% de hidrógeno para el 2045.
- Nuon's Magnum gas power plant de Vattenhall en los países bajos, está actualmente en proceso de conversión de una de las tres unidades de esta central de ciclo combinado para que opere a partir del 2023 en base a hidrógeno.
- Fusina hydrogen power plant de Enel en Italia, es una planta de ciclo combinado en base a 100% hidrogeno que opera desde el 2009.

10.- ¿SE HAN DADO CASOS DE IMPLEMENTACIÓN DE H₂ EN TURBINAS A VAPOR (O EN CENTRALES A CARBÓN)?

Actualmente está en desarrollo el proyecto Intermountain Power Plant en California que consiste en la conversión de esta central de carbón con turbinas de vapor para que opere al 2045 en base a 100% hidrógeno. Más información en la página web de Green Hydrogen Coalition: <https://www.ghcoalition.org/green-hydrogen-at-scale>

11.- REALIZAR EL RECAMBIO DE UNA CENTRAL TERMOELÉCTRICA COMO LAS MENCIONADAS EN LA SEGUNDA CLASE ¿QUÉ NIVELES DE INVERSIÓN REQUIERE?

La repotenciación puede considerar el cambio del sistema de generación de vapor y recuperación de calor, así como también modificaciones o cambio de la turbina de vapor. Algunos niveles de inversión para la repotenciación de una turbina de vapor existente pueden ser del orden de los 400 a 500 millones de dólares o cercano a 1000 USD/KW y un recambio a ciclo combinado de gas puede requerir una inversión del orden de 700-900 millones de dólares o 1200 USD/kW. El caso del recambio de Intermountain Power Plant en Utah considera una inversión de 865 millones de USD para la conversión a instalación de ciclo combinado a mix de gas natural e hidrógeno de 840 MW.

12.- EXISTE CONOCIMIENTO DEL GRAFENO DENTRO DE LOS DESARROLLOS DE ENERGÍA EN BASE A HIDRÓGENO? Y TAMBIÉN ¿COMO EXPLORAR MÁS DEL TEMA E INCLUSO AVENTURARME AL DESARROLLO DE ESTE MEDIO DE ENERGÍA EN EL PAÍS?

El hidrógeno también se puede almacenar en nanomateriales de grafeno blanco o nitruro de boro hexagonal. Esta es una forma de almacenamiento en desarrollo, donde el grafeno es un material eficiente para absorber y retener gran cantidad de hidrógeno. Un estudio al respecto es “Functionalized graphene materials for hydrogen storage”, de Jain, V., Kandasubramanian, B. J Mater Sci 55, 1865–1903 (2020). <https://doi.org/10.1007/s10853-019-04150-y>. Puedes explorar más del tema en la academia, leyendo publicaciones al respecto y si te interesa participar del desarrollo de este medio, siempre puedes buscar en los departamentos de ingeniería eléctrica, mecánica, química y física de las universidades chilenas algún profesor que esté trabajando en hidrógeno y que requiera investigadores, ya sean estudiantes en trabajos dirigidos, trabajos de título o investigación aplicada y participar de esta forma.

13.- ¿QUÉ DIFERENCIA HAY ENTRE LAS DOS CURVAS DEL HIDRÓGENO QUE SE PRESENTARON EN LA FIGURA DE LOS COSTOS NIVELADOS?

Entendiendo que son las curvas de la gráfica de “Grid scale Storage”, de Sciencemag, “Net-zero emissions energy systems”. En esta gráfica se realiza una comparación de los costos nivelados de la electricidad despachada como una función de los ciclos por año del sistema de almacenamiento de energía, asumiendo una capacidad contante de potencia durante 20 años de servicio. Las curvas representan el comportamiento de descarga para compensar fluctuaciones diarias y estacionales de energía en la red. La línea roja continua representa el costo de hidrógeno de \$5/kg asociado a los costos de electrólisis del 2018. La línea roja

punteada representa un costo del hidrógeno de \$1.50/kg que es la meta que se busca para que sea competitivo con las otras tecnologías. La publicación completa se encuentra en <https://science.sciencemaq.org/content/sci/360/6396/eaas9793.full.pdf>.

14.- ¿QUÉ FACTORES OBSTACULIZAN ACTUALMENTE A QUE EL CAMBIO DE COMBUSTIBLE A HIDRÓGENO SEA HASTA EL 2030 Y NO ANTES?

Los factores son principalmente económicos y regulatorios. Actualmente el hidrógeno no es el combustible más barato, por lo cual no es atractivo económicamente el invertir en este combustible. Y no existe una regulación hoy en día en Chile que norme el uso de este combustible. El poder lograr menores costos de tecnología, así como de producción de hidrógeno requiere la masificación de la tecnología y esto requiere tiempo. Y durante este tiempo se requiere el desarrollo e implementación de diversas medidas como las que se están considerando en la estrategia nacional de hidrógeno verde. A modo de ejemplo, las tecnologías fotovoltaicas requirieron más de 10 años en masificarse y volverse competitivas, periodo en el cual también se generaron distintos de incentivos gubernamentales de apoyo a la tecnología. Por esto no suena tan descabellado un cambio al 2030 si consideramos que se consolide la estrategia este 2020.

15.- ¿PODRÍA DAR INFORMACIÓN SOBRE EL NÚMERO DE BEV Y FCEV QUE SE HAN VENDIDO A NIVEL MUNDIAL HASTA AHORA??

El informe "[Fueling the Future of Mobility Hydrogen and fuel cell solutions for transportation](#)" de Deloitte tiene información de las cantidades de FCEV al 2019 y proyectadas al 2030 en EEUU, China, Europa y Japón.

Y en esta página pueden encontrar las estadísticas de vehículos eléctricos (BEV y PHEV): <https://www.ev-volumes.com/country/total-world-plug-in-vehicle-volumes/>

16.- AL PARECER LAS DOS TECNOLOGÍAS QUE DOMINARÁN EL MERCADO DE LOS VEHÍCULOS ELÉCTRICOS SON LAS BATERÍAS Y LAS CELDAS DE COMBUSTIBLE. ¿CUÁL ES EL ESTATUS DE LA TECNOLOGÍA DE VEHÍCULO HÍBRIDO (BATERÍAS + CELDAS DE COMBUSTIBLE) ACTUALMENTE?

El estatus en movilidad se puede revisar en el reporte "[Fueling the Future of Mobility Hydrogen and fuel cell solutions for transportation](#)" de Deloitte.

17.- EN EL GRÁFICO DE EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO, ¿LA UNIDAD DE MEDIDA DE "BILLONES" DE TONELADAS SON "BILLONES ANGLOSAJONES" (10^9) O "BILLONES EUROPEOS" (10^{12})?

En el gráfico disponible en <https://ourworldindata.org/grapher/ghg-emissions-by-sector>, la unidad de medida son billones anglosajones (10^9).

18.- EN LA DIAPOSITIVA CON GRÁFICOS DE DENSIDAD ENERGÉTICA, COSTOS VARIABLES, COSTOS FIJOS Y COSTOS NIVELIZADOS: SE MUESTRA LA CONVERSIÓN DE $1 \text{ MJ/KG} = 278 \text{ W/KG}$, PERO ESTA CONVERSIÓN EFECTIVAMENTE CORRESPONDE A W/KG ? O EN REALIDAD SON WH/KG ??

La conversión es $1 \text{ MJ/kg} = 278 \text{ WH/kg}$, donde tanto los Julios como los vatios hora son medida de energía y por ello se utiliza como unidad de densidad energética.

19.- ¿EN EL GRÁFICO DE COSTOS FIJOS Y VARIABLES, NO ME QUEDÓ CLARO EL PUNTO DONDE APARECE LA TECNOLOGÍA DEL HIDRÓGENO?, PUES APARECE UNA QUE DICE "HYDRO", PERO TIENDO A PENSAR QUE ESTA HACE REFERENCIA A LA TECNOLOGÍA HIDRÁULICA Y NO DE HIDRÓGENO, LA CUAL EN LOS OTROS GRÁFICOS SE SEÑALA COMO H_2

Efectivamente "Hydro" hace referencia a la tecnología hidráulica. Cuando se expuso este gráfico fue para presentar los costos de generación de electricidad para poder comprender el costo del hidrógeno según la fuente de energía. Y como el curso se enfoca en hidrógeno verde, entonces resaltan los costos fijos y variables de las tecnologías solar, eólica e hidráulica.

20.-EN LA GRÁFICA DE TECNOLOGÍAS DE ELECTROLIZADORES (SOEC, PEM Y ALCALINA), SE APRECIA COMO EN LOS ÚLTIMOS 5 AÑOS A PREDOMINADO EL USO DE PEM POR SOBRE EL DE ALCALINA, PERO NO ME QUEDÓ CLARO POR QUÉ SE HA PRIVILEGIADO LA PRIMERA POR SOBRE LA SEGUNDA. LA DUDA SURGE POR LOS DATOS EXPUESTOS EN LA TABLA DE LA SIGUIENTE DIAPOSITIVA, EN LA CUAL SE MUESTRA COMO LA EFICIENCIA Y EL CAPEX, TANTO HOY EN DÍA COMO A FUTURO, SON MEJORES PARA LA TECNOLOGÍA ALCALINA C/R A LA PEM. ENTONCES TAL VEZ LA PEM TENGA OTRO TIPO DE VENTAJAS C/R A LA ALCALINA QUE NO ALCANCÉ A CAPTAR EN LA PRESENTACIÓN

La electrólisis alcalina es una tecnología comercialmente madura que se utiliza desde la década de 1920 aproximadamente. Gran parte de los electrolizadores alcalinos dejaron de ser utilizados en la década de 1970 debido al reformado de gas para la obtención de hidrógeno. Si bien los electrolizadores alcalinos son de menor costo comparado con los PEM, los PEM presentan ventajas que han generado que se masifique su utilización como son: menor tamaño, respuesta rápida, generación de hidrógeno de alta pureza, no