

Tecnologías asociadas al sistema power to gas

Technologies related to power-to-gas

Susana Pérez-Gil y Mikel Belsué-Echevarría
Tecnalia R&D (España)

DOI: <http://dx.doi.org/10.6036/8446>

1. INTRODUCCIÓN

Según el objetivo propuesto en el *Renewable Energy Roadmap* de la Comisión Europea, en el año 2020 el 20% de la energía que consumimos debe de provenir de Energías Renovables (*Commission Communication of 10 January 2007: "Renewable Energy Road Map. Renewable energies in the 21st century: building a more sustainable future"*; Energy Roadmap 2050. European Commission. ISBN 978-92-79-21798-2; DOI: <http://dx.doi.org/10.2833/10759>).

Para lograr este objetivo, es fundamental utilizar de forma eficiente tanto la energía eólica como la solar. Sin embargo, estas energías son fluctuantes e intermitentes, por lo que son incapaces por ellas mismas de proporcionar energía de forma continua y estable. Debido a ello, es necesario disponer de un sistema de almacenamiento de energía a gran escala que aproveche los excedentes de energía renovable que no pueden ser alimentados a la red eléctrica y que compense sus fluctuaciones, utilizando dicha energía cuando sea requerida. Los sistemas actuales de almacenamiento de energía se basan en sistemas de baterías, pero su alto coste y los problemas medioambientales que presentan los hacen inviables a corto plazo, necesitando un mayor nivel de desarrollo para su implantación.

Otra forma de almacenar energía eléctrica es convertirla en energía química a través de su transformación en un vector energético como el hidrógeno o el metano. Al proceso de conversión de energía eléctrica en hidrógeno o metano se denomina "Power-to-Gas". En este artículo se va a realizar una revisión de los diferentes procesos que forman el sistema PtG y las diferentes tecnologías que pueden utilizarse en cada uno de ellos.

2. SISTEMA POWER TO GAS

El sistema "Power-to-Gas" (PtG) transforma la energía eléctrica en gas, ya

sea hidrógeno o metano, para su posterior almacenamiento y uso. Si además se utiliza la red de gas natural existente, la energía eléctrica se puede "almacenar" a gran escala y puede ser vehiculizada a través de la red.

Para que este sistema sea ventajoso, el hidrógeno debe producirse aprovechando el excedente eléctrico generado por las Energías Renovables (EERR) en las horas valle de demanda energética y generarse electricidad, a partir del vector energético almacenado, en las horas pico de demanda, donde el precio de venta es superior.

Dentro del sistema PtG se pueden dar dos opciones para la conversión y aprovechamiento de la energía eléctrica, tal y como se puede apreciar en la Figura 1:

- Producción de H_2 e inyección a red de GN
- Producción de H_2 , conversión a Gas Natural Sintético e inyección en red de gas natural (GN)

Gracias a esta conversión, las plantas de energía renovable pueden ser administradas de forma más adecuada y ser consideradas plantas gestionables.

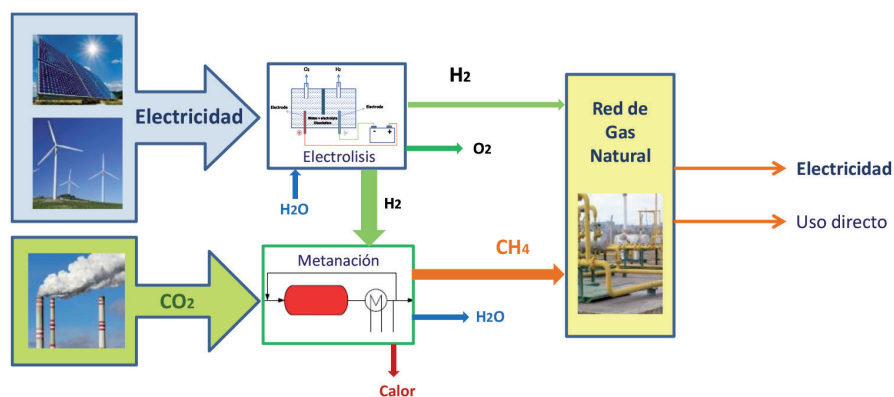


Figura 1: Concepto PtG

2.1. PRODUCCIÓN DE H_2 E INYECCIÓN A RED DE GN

La producción de hidrógeno utilizando energía eléctrica se lleva a cabo mediante la electrolisis del agua con electrolizadores. El hidrógeno generado puede ser inyectado directamente en la red de GN para su distribución y uso. Sin embargo, la cantidad de hidrógeno que puede admitir la red de gas está limitada por las normas y reglamentos específicos de cada país. De forma general, esta cantidad suele ser de

un máximo del 12% en volumen. (Manuel Götz et al. 2016)

2.2. PRODUCCIÓN DE H_2 , CONVERSIÓN A CH_4 E INYECCIÓN EN RED DE GN

El uso y distribución de hidrógeno como vector energético lleva asociado problemas de falta de infraestructura para su distribución y consumo, baja densidad volumétrica y falta de garantía de seguridad. En este contexto, la conversión del hidrógeno en metano y la inyección directa de éste en la red existente de gas natural, puede jugar una pieza clave en el aprovechamiento de los excedentes de EERR.

El hidrógeno se puede convertir en metano mediante el proceso de metanación y ser inyectado y distribuido por la red de gas natural de forma ilimitada, siempre y cuando el metano generado cumpla los requerimientos de calidad exigidos. Así, el hidrógeno y el metano pueden servir como enlace entre la red eléctrica y la de gas.

El proceso de metanación produce metano a partir de hidrógeno y CO_2 , y es denominado también reacción de Sabatier.

Mediante este proceso se puede valorizar el CO_2 proveniente de procesos térmicos o de plantas de generación de biogás, lo que supone un gran beneficio medioambiental, y generar Gas Natural Sintético (GNS) sin restricciones técnicas o de seguridad, como ocurre en el caso de la distribución de hidrógeno.

A continuación, se realizará una descripción de las diferentes tecnologías necesarias para poder llevar a cabo las diferentes opciones de los sistemas PtG.

3. TECNOLOGÍAS DEL SISTEMA POWER TO GAS

3.1. ELECTROLIZADOR

La electrolisis del agua es el método por el cual la energía eléctrica se convierte en energía química (hidrógeno y oxígeno) y es el elemento principal del concepto PtG. El equipo necesario para poder lograr esta conversión es el electrolizador (Figura 2), el cual debe presentar una eficiencia, flexibilidad y tiempo de vida adecuados para que el rendimiento de la conversión sea máximo. En la celda electroquímica, el hidrógeno y oxígeno se generan de forma independiente y en estado gaseoso, mediante la aplicación de una corriente eléctrica continua a través de unos electrodos metálicos, según la reacción.

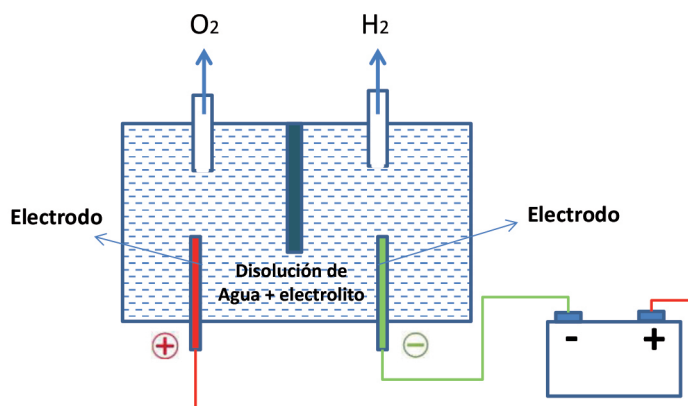
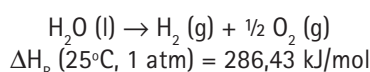


Figura 2: Célula electrolítica

Los electrodos metálicos se encuentran inmersos en una disolución del agua a descomponer y de un electrolito. El electrolito es fundamental para que se produzca la reacción, ya que aumenta la conductividad del medio, y puede estar compuesto por una sal, un ácido o una base. En función del electrolito utilizado se distinguen diferentes tipos de electrolizadores. Seguidamente, se describen los tipos de electrolizadores más comunes.

3.1.1. Electrolisis alcalina (EA)

La electrolisis alcalina es la tecnología de producción de hidrógeno vía electrolítica más madura y más desarrollada hasta la fecha, con módulos disponibles comercialmente del orden de 2,5 MWe que ofrecen capacidades de producción de hidrógeno de hasta 760 Nm³/h. (Sebastian Schiebahn et al. 2015)

La célula electrolítica se compone de dos electrodos, una disolución alcalina y una membrana de separación. Los elec-

trodos están principalmente constituidos por acero inoxidable recubierto de níquel, cobalto o hierro, y se encuentran inmersos en la disolución alcalina que conforma el electrolito, formada normalmente en un 20-40% en peso de hidróxido de potasio (KOH) o hidróxido sódico (NaOH) en agua. Para la separación de la cámara catódica y la anódica se utiliza un diafragma poroso o una membrana. La temperatura de funcionamiento del sistema electrolítico alcalino está entre 70-90°C y puede trabajar tanto a presión atmosférica como a elevada presión.

En estos sistemas, los electrodos trabajan con densidades de corriente relativamente bajas, en torno a 0,4 A/cm², lo cual se traduce en sistemas de electrolisis menos compactos. Las eficiencias del sistema varían con el tamaño y dependen de la calidad de hidrógeno que se quiera alcanzar y el nivel de presión que se de-

tre un 20 y un 100% de su capacidad de diseño.

Las principales desventajas son que presentan bajas densidades de corriente y que utilizan un electrolito líquido altamente corrosivo, lo que conlleva un alto coste de mantenimiento. (SGC Rapport 2013:284).

Actualmente, los esfuerzos de I+D en esta tecnología van dirigidos principalmente a lograr un aumento del tiempo de operación y al desarrollo de nuevos materiales que eviten la corrosión de los electrodos.

3.1.2. Electrolisis mediante electrolito polimérico de estado sólido (PEM)

En las celdas PEM, una membrana sólida polimérica actúa como electrolito y como sistema de separación. Esta membrana está directamente conectada a los electrodos y permite el paso de protones de un electrodo al otro. Son sistemas menos desarrollados que los alcalinos y solamente están disponibles comercialmente para aplicaciones a pequeña escala. La eficiencia de estos sistemas se encuentra en el rango del 70% respecto al HHV del hidrógeno y su temperatura límite de operación es de 80°C, debido a la limitación del material que conforma la membrana polimérica. (Markus Lehner et al. 2014; Sebastian Schiebahn et al. 2015).

Los sistemas de electrolisis PEM pueden operar a densidades de corriente entorno a 1,5 A/cm², muy superior que la densidad de corriente de los electrolizadores alcalinos y, por lo tanto, es una de sus principales ventajas.

Otras ventajas que ofrecen son las siguientes:

- una rápida puesta en marcha,
- alta flexibilidad,
- más seguros y menos nocivos para el medio ambiente, ya que no utilizan electrolitos corrosivos,
- buen funcionamiento en sistemas fluctuantes, y
- alta pureza del hidrógeno producido (99,95%).

Sin embargo, el principal punto débil de esta tecnología es el coste de los materiales que constituyen la celda, principalmente debido a que se necesitan metales nobles como el platino. Todo ello hace que el coste total de estos sistemas pueda ser hasta tres veces superior al coste de los sistemas de electrolisis alcalina. Además, al ser una tecnología actualmente poco madura, presentan problemas de durabilidad, con tiempos de vida inferiores que los sistemas de electrolisis alcalina.

se obtener. Las eficiencias se encuentran normalmente en el rango del 70% respecto al *High Heating Value (HHV)* del hidrógeno, lo cual corresponde a demandas energéticas de unos 5 kWh/Nm³ de hidrógeno. (SGC Rapport 2013:284) La pureza del hidrógeno en este tipo de sistemas es de aproximadamente un 99,5%. Si se requiere un hidrógeno de mayor pureza es necesario incorporar una etapa de purificación posterior.

Las principales ventajas de este tipo de celdas son:

- su durabilidad, unas 10.000 horas de operación, aunque puede variar si se trabaja con cargas variables,
- su disponibilidad, ya que existen módulos comerciales
- sus bajos costes específicos, ya que son sistemas que no están basados en componentes que contienen metales nobles.
- aptas para su aplicación en sistemas tipo PtG, ya que pueden trabajar en-

3.1.3. Electrolisis de óxido sólido (SOEC)

Se trata de la tecnología de electrolisis menos madura y desarrollada de todas, aunque presenta mayor eficiencia debido a que parte de la energía se provee como calor. El electrolito es un sólido oxidado (ZrO_2 dopado con Y_2O_3), el cual presenta altas conductividades a altas temperaturas y buena estabilidad térmica y química. (Sebastian Schiebahn et al. 2015; Manuel Götz et al. 2016).

Los sistemas de óxido sólido operan a temperaturas en el rango de 700-1000°C utilizando agua en forma de vapor. Las densidades de corriente son similares a las de los sistemas PEM pero, debido a la degradación existente a las temperaturas de proceso, se suele mantener más bajas, 0,4 A/cm². Además, el consumo eléctrico es bastante menor que en el resto de tecnologías, sobre 3kWh/Nm³ H₂. Las eficiencias pueden llegar a superar el 90%, teniendo en cuenta tanto la componente eléctrica como el aprovechamiento térmico. Estos sistemas son operados a presión atmosférica, aunque se están haciendo investigaciones en sistemas de hasta 25 bares de presión. (SGC Rapport 2013:284).

El principal punto crítico de estos sistemas son las altas velocidades de degradación que se alcanzan debido a las altas temperaturas, por lo que gran parte de los esfuerzos en I+D están enfocados a bajar la temperatura de funcionamiento a 500-600°C. Asimismo, debido a las temperaturas alcanzadas, el producto obtenido es una mezcla de hidrógeno y vapor de agua, siendo necesario una purificación posterior. Por último, destacar que esta tecnología no es estable a fluctuaciones del suministro eléctrico.

3.2. REACTOR DE METANACIÓN CATALÍTICA

La reacción de metanación es una reacción de hidrogenación que se encuentra implantada a nivel comercial para la obtención de metano a partir de gas de CO o CO₂. Esta reacción, también llamada metanación selectiva de óxidos de carbono, se lleva a cabo entre 250-450°C y entre 1-30 bares. Se suelen utilizar catalizadores de Ni ó Ru soportados sobre alúmina (Hezhi Liu et al. 2012), logrando rendimientos de conversión cercanos al termodinámico y obteniendo un GNS con un 95-97% de metano, lo que hace que pueda ser directamente inyectado en la red de gas natural existente.

La hidrogenación de CO₂ es la combinación de la hidrogenación de CO y la reacción inversa de *water gas shift*.

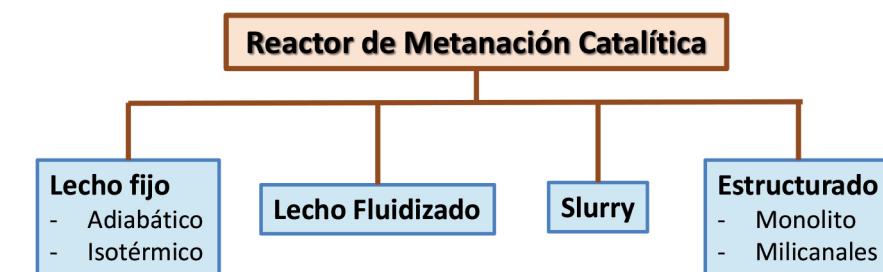
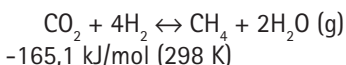


Figura 3: Clasificación de los reactores de metanación catalítica



Las principales características de esta reacción son:

- su exotermicidad, debido a lo cual por cada 1 Nm³ de metano sintético producido por hora, se emite 1,8 kW de calor. (Stefan Rönsch et al. 2016), por lo que es necesario eliminar el calor generado para evitar la formación de puntos calientes
- la disminución de aproximadamente un 40% del volumen de los gases de reacción debido a la formación de agua
- es necesario utilizar un catalizador, ya que la reducción del CO₂ cuenta con fuertes limitaciones cinéticas.

Este proceso ha sido desarrollado comercialmente por Lurgi, Tremp™, Conoco/BGC, HICOM, Linde, RMP e ICI/Koppers utilizando reactores de lecho fijo o fluidizado. Las mayores diferencias entre los reactores de metanación de lecho fijo y de lecho fluidizado son el nivel de temperatura a la cual se evacúa el calor generado y la presión de operación, siendo lo habitual que el lecho fijo siga un régimen adiabático y el fluidizado uno isoterma. Para el proceso adiabático, se alcanzan temperaturas de 650°C, mientras que en el isoterma se realiza a temperaturas de unos 300°C. Utilizar menores temperaturas de reacción es favorable desde un punto de vista termodinámico pero, sin embargo, limitan la activación del catalizador y pueden generar problemas de deposición por carbono. Teniendo en cuenta que a altas presiones se favorece el rendimiento a metano, sobre todo a altas temperaturas, los lechos fijos adiabáticos necesitan operar a alta presión en contraste con los isotermos, los cuales pueden alcanzar altas conversiones incluso a presión atmosférica.

Pero, debido a que los reactores mencionados presentan ciertas dificultades en cuanto a la eficiencia del proceso y la eliminación de calor, en los últimos años se

han utilizado también otro tipo de reactores, como el slurry o microestructurado. El diseño de nuevos reactores se centra, sobre todo, en el control de la temperatura, ya que si no se controla adecuadamente, su aumento puede causar la sinterización del catalizador y la descomposición del metano a carbono. En la figura 3 se puede apreciar una clasificación de los reactores que se pueden utilizar en la metanación catalítica de CO₂.

3.2.1. Reactor de lecho fijo

Las principales características de los reactores de lecho fijo en la reacción de metanación son:

- permiten alta carga de catalizador por unidad de volumen
- alcanzan una alta conversión
- no existen problemas de atrición del catalizador
- se generan perfiles de temperatura en el reactor debido al aumento de la temperatura del lecho, lo que puede llevar a la generación de puntos calientes
- se crea un perfil de concentración a lo largo del reactor
- puede haber problemas de pérdida de carga

El principal objetivo de los reactores de lecho fijo es la eliminación continua del calor generado en la reacción. Es por ello que los reactores de lecho fijo pueden ser adiabáticos, donde el gas es refrigerado externamente, o isotermos, donde la refrigeración se produce en el propio reactor de forma continua. En los reactores de lecho fijo adiabáticos se suele disponer de 2 a 5 reactores en serie con intercambio de calor entre ellos y, algunas veces, con recirculación del gas. En el primer reactor, la concentración de reactivos es la mayor de todo el proceso, disminuyendo en cada etapa y aumentando el contenido en metano. Antes de alimentar el gas al siguiente reactor, éste es enfriado y, por lo tanto, se condensa el agua que se ha formado durante la reacción. El propósito de enfriar el gas es también disminuir la

temperatura interna del segundo reactor para favorecer termodinámicamente la formación de metano. Este proceso se repite, hasta que el gas resultante del último reactor tiene un alto contenido en metano. El calor que se elimina del gas producido del último reactor, se aprovecha para calentar el gas que se alimenta al primer reactor.

El reactor de lecho fijo isoterma presenta un perfil de temperatura constante durante la reacción, ya que la refrigeración se produce en el propio lecho catalítico. Debido a ello, la reacción de Sabatier está favorecida a la formación de metano. Existen diferentes tipos de reactores isotermos, siendo el más común un reactor empacado donde el líquido refrigerante circula a través de tubos situados dentro del reactor.

La principal ventaja de un reactor adiabático es que su construcción y mantenimiento son sencillos, pero requiere más fases para eliminar efectivamente el calor generado en la reacción. Mientras que la principal ventaja del reactor isoterma es su mejor transferencia de calor, siendo su principal desventaja la complejidad del reactor.

Entre los reactores de lecho fijo desarrollados cabe destacar los siguientes:

- Lurgi, consta de dos reactores de lecho fijo adiabáticos en serie con recirculación interna y refrigeración intermedia,
- Trep™, Topsoe's Recycle Energy-efficient Methanation Process, desarrollado por Haldor Topsøe, el proceso es similar al de Lurgi, pero utiliza 3 ó 4 reactores en serie en lugar de dos
- proceso HICOM, desarrollado por British Gas Corporation que consiste en tres reactores de lecho fijo en serie con refrigeración entre ellos y recirculación del gas.

3.2.2. Reactor de lecho fluidizado

La principal ventaja que presenta la utilización del lecho fluidizado en la reacción de metanación es lograr una alta transferencia de calor alcanzando un régimen isoterma, lo que facilita el control de temperatura del proceso. Pero, se logra una menor conversión y selectividad que el lecho fijo, debido a que el contacto gas-sólido es menor. Además, puede haber atrición del catalizador, lo cual reduce su eficacia.

Como ejemplo, cabe destacar el proceso Comflux, desarrollado por Thyssengas GmbH y la Universidad de Karlsruhe (Alemania), que consiste en un reactor de lecho fluidizado con transferencia de calor

interna con una capacidad de producción de 2.000 Nm³/h de GNS.

3.2.3. Reactor de tres fases

En los reactores de tres fases, el reactor está relleno de una mezcla de líquido y catalizador y los gases de reacción se alimentan directamente a esta mezcla, por lo que se dice que el reactor consta de tres fases (sólido, líquido y gaseoso). Las partículas del catalizador se encuentran suspendidas en el fluido, que suele ser un fluido refrigerante, tipo DBT (dibenziltolueno), lo cual favorece la transmisión de calor. (Manuel Götz et al. 2016) Este diseño es similar al realizado por Air Products para el proceso de síntesis de metanol LPMEOH™ y el utilizado por SASOL para el proceso de síntesis de Fischer-Tropsch.

Las principales ventajas de este tipo de reactores son:

- Solamente es necesario un reactor
- El líquido tiene alta capacidad calorífica, lo que mejora la transferencia de calor
- La eliminación de calor es sencilla
- Es posible la operación en condiciones isotermas
- Se elimina el efecto de operar con alimentaciones fluctuantes

Y, entre las desventajas cabe destacar:

- La evaporación y descomposición parcial del líquido de suspensión del catalizador con el uso
- Existen limitaciones de transferencia de masa en el líquido

En la figura 4 se puede ver un esquema de este tipo de reactores.

3.2.4. Reactor estructurado

Los reactores estructurados, como los monolitos o los de microcanales, han sido desarrollados con el objetivo de reducir tanto los puntos calientes que se pueden generar debido a la exotermicidad de la reacción, como la pérdida de carga del lecho. Debido a su diseño, los reactores es-

tructurados logran una alta transferencia de calor y materia respecto a los lechos fijos y fluidizados. La principal desventaja de este tipo de reactores es la mayor complejidad en la deposición del catalizador.

Los reactores microestructurados son sistemas de reacción miniaturizados utilizados en los sistemas de intensificación de procesos, donde el catalizador suele ir rellenando los propios canales por donde pasan los gases de reacción. Estos reactores poseen grandes áreas superficiales en relación al volumen, por lo que se incrementa la transferencia de masa y de calor, logrando aumentar el rendimiento de la reacción un 10-20% respecto a los reactores convencionales. Otras características importantes de este tipo de reactores son las siguientes:

- bajo volumen, con lo que se produce un ahorro en el gasto de materiales de producción, espacio y energía
- reactores más seguros que los reactores convencionales, ya que limitan la propagación de la llama en el caso que se produzca, por lo que también son adecuados para reacciones en las que el riesgo de explosión es alto
- naturaleza modular, lo que hace que el escalado se realice multiplicando el número de reactores según las necesidades del proceso, y no aumentando el tamaño del reactor.
- el adecuado diseño del reactor ofrece la posibilidad de gestionar el calor de forma eficiente y flexible, al poder introducir un fluido refrigerante a lo largo de los huecos de reacción pero sin entrar en contacto con los gases a reaccionar. De esta forma, la eliminación del calor es continua a lo largo de todo el reactor

El aspecto más importante para el correcto funcionamiento del reactor microestructurado es su adecuado diseño y la técnica utilizada para su fabricación. Uno de los primeros reactores microestructurados reportados en la literatura data de 1989. Desde entonces, muchos grupos de investigación se han dedicado a desarrollar este tipo de reactores para diferentes aplicaciones debido a las grandes ventajas que poseen respecto a los sistemas de reacción habituales. Los grupos de investigación que ensayan este tipo de reactores para la reacción de obtención de metano a partir de CO₂ lo realizan a escala laboratorio y desarrollan tanto el catalizador como el reactor específico para la reacción, proponiendo y ensayando diversos diseños y configuraciones.

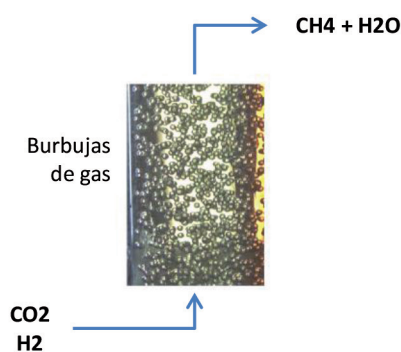


Figura 4: Reactor slurry

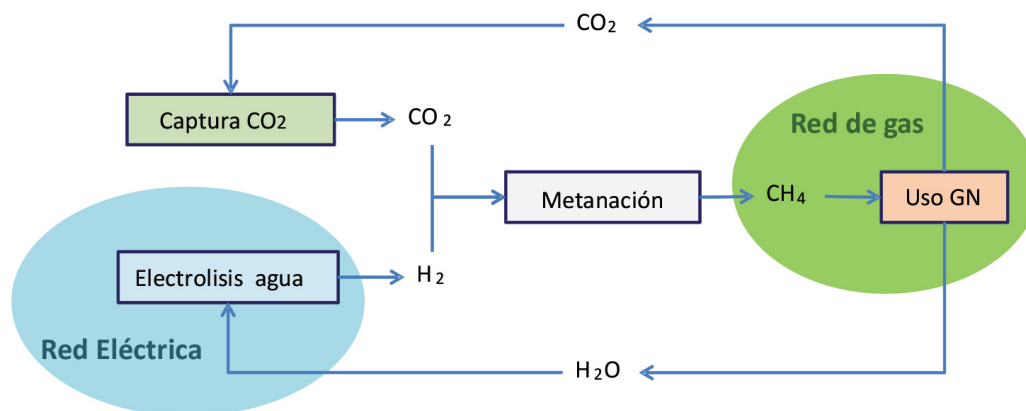


Figura 6: Unión de la red eléctrica y de gas mediante el concepto PtG

Como ejemplo cabe citar a *Pacific Northwest National Laboratory* USA. (K.P. Brooks et al. 2007) utiliza catalizador de Ru/TiO₂ y aceite como sistema refrigerante. A 400°C se logran conversiones cercanas al equilibrio termodinámico, además de alta selectividad hacia el producto deseado.

Por último, destacar que Tecnalia R&D ha desarrollado un nuevo concepto de reactor microestructurado basado en un haz de tubos con tamaño de diámetro interno del orden de milímetros (Figura 5). Este reactor puede contener desde 16 a 400 canales y el catalizador está depositado dentro de cada uno de los milicanales, siendo la longitud total del reactor de 10 cm. El reactor está sumergido en un fluido térmico, que circula entre los canales, logrando así una elevada transferencia de calor y, por lo tanto, operar en régimen isoterma (no requiere refrigeración externa). Además, con este tipo de reactores se consigue maximizar la transferencia de masa, con lo que el proceso de metanación se realiza en una sola etapa.

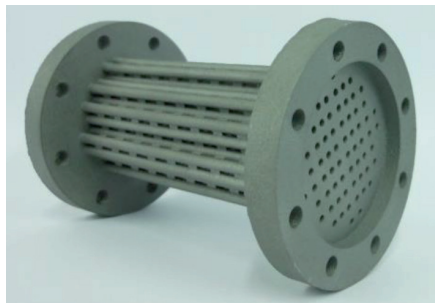


Figura 5: Reactor de milicanales desarrollado en Tecnalia R&D

Se han realizado en Tecnalia diferentes ensayos de síntesis química utilizando este reactor, tanto en fase gaseosa como líquida. Los resultados obtenidos han demostrado un aumento del rendimiento de la reacción de un 15-20% respecto a los

reactores convencionales utilizados, lo que abre un gran campo de oportunidades en la aplicación de este tipo de reactores.

4. CONCLUSIONES

El sistema PtG está llamado a ser un medio de producción y almacenamiento energético autónomo y descentralizado para la obtención de vectores energéticos. Este sistema puede poseer grandes beneficios, tanto medioambientales, al valorizar CO₂ y por lo tanto reducir su emisión a la atmósfera, como económicos, al aprovechar los excedentes de energía generados por las EERR. Pero el aspecto más importante de su implantación es que, gracias a este sistema, se une la red de energía eléctrica con la red de gas, asegurando así la estabilidad del suministro energético y posibilitando la utilización de la energía tanto de forma distribuida como integrada en la red eléctrica. Además, los productos de la combustión del GN se pueden aprovechar en el propio sistema: el agua para alimentar el electrolizador y el CO₂ para el proceso de metanación (Figura 6).

Además, el gas natural sintético obtenido mediante el proceso PtG puede llegar a ser totalmente renovable si se utiliza el CO₂ contenido en el biogás procedente de plantas de digestión anaerobia.

Dentro de los desarrollos que se están realizando en este campo, cabe destacar las investigaciones que se están llevando a cabo tanto en nuevos reactores más eficientes como en catalizadores innovadores para el proceso de metanación.

PARA SABER MÁS

- Commission Communication of 10 January 2007: "Renewable Energy Road Map. Renewable energies in the 21st century: building a more sustainable future"
- Energy Roadmap 2050. European

Commission. ISBN 978-92-79-21798-2. DOI: <http://dx.doi.org/10.2833/10759>

- Sebastian Schiebahn et al.. Power to gas: Technological overview, systems analysis and economic assessment for a case study in Germany. *Int. Journal of hydrogen energy* 40: 4285-4294. 2015. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2015.01.123>
- Manuel Götz et al. Renewable Power-to-Gas: A technological and economic review. *Renewable Energy* 85: 1371-1390. 2016. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2015.07.066>
- Stefan Rönsch et al. Review on methanation - From fundamentals to current projects. *Fuel* 166: 276-296. 2016. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.fuel.2015.10.111>
- Markus Lehner et al. Power-to-Gas: Technology and Business Models. 2014. ISBN 978-3-319-03995-4
- Gunnar Benjaminsson, Johan Benjaminsson, Robert Boogh Rudberg. *Svenskt Gastekniskt Center AB. SGC Rapport 2013:284* [www.sgc.se/ckfinder/userfiles/files/SGC284_eng.pdf]
- K.P. Brooks et al. Methanation of carbon dioxide by hydrogen reduction using the Sabatier process in microchannel reactors. *Chemical Engineering Science* 62: 1161 - 1170. 2007. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.ces.2006.11.020>
- Hezhi Liu et al. Effect of CeO₂ addition on Ni/Al₂O₃ catalysts for methanation of carbon dioxide with hydrogen. *Journal of Natural Gas Chemistry* 21: 703-707. 2012. DOI: [http://dx.doi.org/10.1016/S1003-9953\(11\)60422-2](http://dx.doi.org/10.1016/S1003-9953(11)60422-2)