

**ESTUDIO EXPLORATORIO SOBRE LA PRODUCCIÓN DE GAS  
COMBUSTIBLE A PARTIR DE FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLE  
EMPLEANDO LA TECNOLOGÍA “POWER TO GAS”**

**JHONN FREDY VELOSA CHACÓN**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2015**

**ESTUDIO EXPLORATORIO SOBRE LA PRODUCCIÓN DE GAS  
COMBUSTIBLE A PARTIR DE FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLE  
EMPLEANDO LA TECNOLOGÍA “POWER TO GAS”**

**JHONN FREDY VELOSA CHACÓN**

**Monografía para optar al título de Especialista en Ingeniería del Gas**

**Director:**

**JUAN MANUEL ORTIZ AFANADOR  
Especialista Ingeniería del Gas**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2015**

## CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	11
1 CONCEPTO “POWER TO GAS”	12
1.1 ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA	12
1.1.1 Tipos de almacenamiento de energía	13
1.2 FUNDAMENTO TECNOLÓGICO TECNOLOGÍA POWER TO GAS	17
1.3 EFICIENCIA DE LOS SISTEMAS DE CONVERSIÓN DE ENERGÍA	20
1.4 CONCEPTOS SIMILARES	23
1.4.1 Power to Liquids	23
1.4.2 Power to Chemistry	23
1.5 INTEGRACIÓN EN REDES DE GAS NATURAL	24
2 ASPECTOS TÉCNICOS DE LA TECNOLOGÍA “POWER TO GAS”	27
2.1 PROCESO DE ELECTRÓLISIS	27
2.1.1 Aspectos termodinámicos y de eficiencia	28
2.1.2 Celdas para electrólisis alcalina del agua (AEC)	30
2.1.3 Electrólisis por membrana de electrolito polimérico (PEMEC)	33
2.1.4 Electrólisis a base de óxidos sólidos (SOEC)	36
2.2 PROCESO DE METANIZACIÓN	38
2.2.1 Procesos químicos	39
2.2.2 Metanización de lecho fijo	40
2.2.3 Metanización con lecho fluidizado	41
2.2.4 Metanización por Columnas de Burbujas	42
2.2.5 Procesos biológicos	44
2.3 PROCESOS PARA CAPTURA DE CO <sub>2</sub>	45
2.3.1 Captura y almacenamiento de carbón en producción de electricidad	45
2.3.2 Biomasa	46
2.3.3 Emisiones en procesos industriales	47
2.3.4 Recuperación de CO <sub>2</sub> del aire.	48
2.4 INTEGRACIÓN DE PROCESOS EN SISTEMAS POWER TO GAS	48
2.4.1 Integración proceso de electrólisis	49
2.4.2 Integración proceso para captura de CO <sub>2</sub>	50

2.4.3 Integración proceso de metanización	51
3 APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA “POWER TO GAS”	53
3.1 APLICACIONES INDUSTRIALES	53
3.1.1 Proyecto en Werlte de Audi AG	55
3.1.2 Proyecto HELMETH	56
3.2 SOLUCIONES COMERCIALES	57
3.2.1 Etogas	57
3.2.2 Sunfire	58
3.2.3 Hydrogenics	59
4 PERSPECTIVAS DE LA TECNOLOGÍA “POWER TO GAS”	61
4.1 PROGRAMAS ESTRATÉGICOS	61
4.1.1 North Sea Power to Gas Platform (NSP2G)	62
4.1.2 Mediterranean Power to Gas Platform (MP2G)	63
4.1.3 Power to Gas Strategy Platform	63
4.2 IMPACTOS ESPERADOS	63
5 CONCLUSIONES	65
6 RECOMENDACIONES	66
BIBLIOGRAFÍA	67

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Eficiencias para diferentes procesos Power to gas.....	22
Tabla 2. Características de operación y desempeño de los sistemas AEC .....	32
Tabla 3. Características de operación y desempeño Sistemas PEMEC.....	35
Tabla 4. Características de operación y desempeño Sistemas SOEC .....	37
Tabla 5. Comparación entre los diferentes conceptos de metanización .....	45
Tabla 6. Comparación entre los diferentes conceptos de metanización .....	47
Tabla 7. Calidad de gas de electrólisis necesaria para metanización.....	50
Tabla 8. Calidad de gas de electrólisis necesaria para metanización.....	50
Tabla 9. Plantas con tecnología Power to Gas .....	54
Tabla 10. Especificaciones técnicas unidades Power to Gas - Etogas.....	57
Tabla 11. Especificaciones técnicas unidades Power to Gas - Sunfire.....	59

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Comparación perfiles de consumo y producción de energía .....	13
Figura 2. Almacenamiento de energía – Capacidad y tiempo de descarga.....	14
Figura 3. Almacenamiento de energía – Energía por unidad de volumen .....	15
Figura 4. Descripción esquemática del concepto Power to Gas .....	18
Figura 5. Eficiencia proceso Power to Gas .....	20
Figura 6. Electrólisis - demanda de energía en función de temperatura.....	29
Figura 7. Esquema de operación de los sistemas AEC .....	31
Figura 8. Reacciones electroquímicas en los sistemas AEC .....	31
Figura 9. Esquema de operación de los sistemas PEMEC.....	33
Figura 10. Reacciones electroquímicas en los sistemas PEMEC.....	34
Figura 11. Esquema de operación de los sistemas SOEC .....	36
Figura 12. Reacciones electroquímicas en los sistemas SOEC .....	37
Figura 13. Diagrama metanización de lecho fijo - GoBiGas .....	40
Figura 14. Diagrama metanización de lecho fluidizado - Comflux .....	42
Figura 15. Diagrama metanización - columnas de burbujas – Chem System.....	43
Figura 16. Diagrama integración de procesos en sistemas Power to Gas.....	49
Figura 17. Localización de proyectos Power to Gas en Europa .....	54
Figura 18. Hoja de ruta programas estratégicos Power to Gas .....	62

## RESUMEN

**TITULO:** ESTUDIO EXPLORATORIO SOBRE LA PRODUCCIÓN DE GAS COMBUSTIBLE A PARTIR DE FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLE EMPLEANDO LA TECNOLOGÍA “POWER TO GAS”.\*

**AUTOR:** JHONN FREDY VELOSA CHACÓN. \*\*

**PALABRAS CLAVE:** Energía renovable, Electrólisis, Hidrógeno, Metanización, Gas Natural Sintético, Power to Gas, Almacenamiento de Gas Natural.

### DESCRIPCIÓN:

Los sistemas para generación de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable, como eólica y fotovoltaica, tienen el inconveniente de presentar intermitencia en la generación, situación que constituye un desafío importante ya que la energía generada no necesariamente coincide en todo momento con el consumo eléctrico de la red. A partir de la situación descrita se genera la necesidad de almacenar los excedentes de energía, lo que ha dado paso a la búsqueda de alternativas de almacenamiento que respondan a las necesidades tanto de capacidad como de disponibilidad para aprovechamiento posterior.

La tecnología Power to Gas se presenta como una alternativa viable para almacenar energía, ya que transforma la energía eléctrica en energía química mediante el uso de los procesos de electrólisis y metanización, en donde se obtiene hidrógeno y metano respectivamente.

El gas combustible obtenido a través del proceso Power to Gas puede ser comprimido, almacenado o inyectado en redes de transporte y distribución de gas natural existentes, para su aprovechamiento posterior por parte de los usuarios conectados a las mismas. Esta tecnología constituye una solución plausible a los desafíos que representa la producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables con perfiles de producción cíclicos.

---

\*Monografía.

\*\*Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Especialización en ingeniería del gas. Director: Juan Manuel Ortiz Afanador.

## SUMMARY

**TITLE:** EXPLORATORY STUDY OF FUEL GAS PRODUCTION FROM RENEWABLE POWER SOURCES BY “POWER TO GAS” TECHNOLOGY. \*

**AUTHOR:** JHONN FREDY VELOSA CHACÓN \*\*

**KEYWORDS:** Renewable power, Electrolysis, Hydrogen, Methanation, Synthetic Natural Gas, Power to Gas, Natural Gas Storage.

### DESCRIPTION:

The systems for power generation from renewable energy sources such as wind and solar, have the drawback of intermittent generation, a situation that is a major challenge because the energy generated does not necessarily coincide at all times with electric consumption network. From the situation described above need to store surplus energy is generated, which has led to the search for alternative storage to meet the needs of both capacity and availability for subsequent use.

Power to Gas technology is presented as a viable energy storage, which transforms electrical energy into chemical energy by using electrolysis processes and methanation, where hydrogen and methane is obtained respectively.

The fuel gas obtained through the Power to Gas process can be compressed, stored or injected in transmission and distribution natural gas networks, for later use by the users connected to them. This technology represents a plausible solution to the challenges of producing electricity from cyclical renewable energy sources.

---

\*Monograph.

\*\*Faculty of Physic-Chemistry Engineering. Specialization in Natural Gas. Director: Juan Manuel Ortiz Afanador.

## INTRODUCCIÓN

El mercado energético mundial es cambiante ya que la sociedad es cada día más consciente de la necesidad de utilizar fuentes de energía que causen menores impactos ambientales; la energía proveniente de fuentes renovables como alternativa a las energías tradicionales de origen fósil, representa una de las mejores opciones, pero al ser obtenida a partir de fenómenos naturales que suceden de forma aleatoria y cíclica, requiere que su consumo coincida con el momento en que el fenómeno se presenta, de lo contrario dicha energía no sería aprovechable.

Considerando que en la práctica esta condición de simultaneidad entre el fenómeno natural que representa la fuente de energía renovable y el consumo de la energía no coincide en todo momento, se ha generado una dinámica en cuanto a la búsqueda de alternativas de almacenamiento de energías renovables para su aprovechamiento posterior.

El presente trabajo consolida el panorama actual de transformación y almacenamiento de energías provenientes de fuentes renovables, con un especial enfoque hacia los procesos denominados “Power to Gas”, a partir de los cuales se da la generación de gases combustibles que pueden ser comprimidos y almacenados o inyectados a las redes de transporte y distribución de gas natural existentes, para su aprovechamiento posterior por parte de los Usuarios conectados a las mismas. Describe los aspectos técnicos de las diferentes tecnologías involucradas en su implementación y aporta una descripción de los principios fundamentales que hacen posible dicha transformación y almacenamiento.

De igual forma, se incluyen experiencias a nivel mundial en la implementación de la tecnología para producción de gas combustible, describiendo de paso las diferentes soluciones comerciales disponibles para el aprovechamiento de fuentes de energía renovables mediante la tecnología “Power to Gas”.

Finalmente, se consideran los aspectos relacionados con la perspectiva de aplicación de la tecnología “Power to Gas” dentro del marco energético futuro.

## **1 CONCEPTO “POWER TO GAS”**

Partiendo de la necesidad de proveer a los sistemas de energía renovable de una alternativa de almacenamiento para los excedentes de electricidad producidos, se aborda en el presente capítulo un recorrido por los principales sistemas de almacenamiento de energía eléctrica, haciendo especial énfasis en la tecnología denominada “Power to Gas”, describiendo sus aspectos funcionales, su eficiencia y su integración con sistemas energéticos existentes.

### **1.1 ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA**

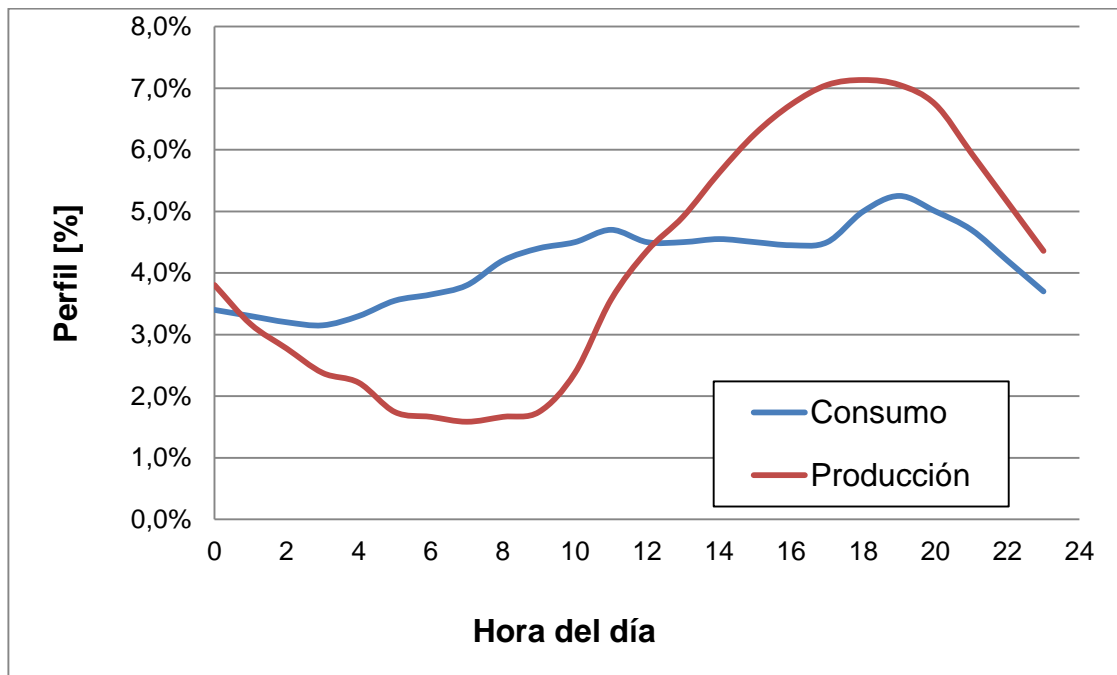
En años recientes, la política energética mundial ha acordado el aumento de la integración de fuentes de energía renovables en los sistemas energéticos, lo anterior con la finalidad de reducir los gases de efecto invernadero y garantizar el abastecimiento energético global. Considerando que las políticas mencionadas representan desafíos para los sistemas de energía actuales y que requieren de grandes esfuerzos para su implementación, es común asociar esta tendencia principalmente a países desarrollados, sin embargo, la expansión de sistemas de energía basados en fuentes renovables se presenta en casi cualquier lugar del mundo, es por esta razón que sin importar la escala del sistema es importante conocer los desafíos que representa la implementación de estos sistemas.

Con el incremento en la participación de las energías renovables en la canasta energética se generan indudables beneficios, pero también se generan desafíos y problemas, uno de ellos se refiere a la imposibilidad de aprovechar la «parte volátil» en la producción de energía eléctrica a partir de fuentes de renovables.

La «parte volátil» hace referencia a las fluctuaciones presentes en la generación de energía eléctrica a partir de fuentes como la solar o eólica, principalmente, en las cuales factores como la velocidad variable del viento y los cambios en la intensidad de radiación durante el día, restringen su uso a condiciones particulares de demanda en las cuales ésta coincida con la disponibilidad de generación (Figura 1). Para mejorar la integración entre los sistemas de generación a partir de fuentes de energía renovables y los sistemas de suministro de energía estable, en los cuales es necesario mantener dentro de balance la demanda y la energía ofrecida, una posible solución estaría representada en la capacidad de poder almacenar los excedentes de energía para cuando ésta sea requerida.

Fuentes de energía renovables para la producción de electricidad como por ejemplo la energía hidráulica o la biomasa muestran menos fluctuación temporal en la producción si se les compara con la energía eólica o fotovoltaica. Por lo tanto, las regiones en donde la participación de la energía eólica o fotovoltaica es elevada, se enfrentan a altas porciones de producción volátil.

Figura 1. Comparación perfiles de consumo y producción de energía



Fuente: Adaptado de Hydrogenics 0

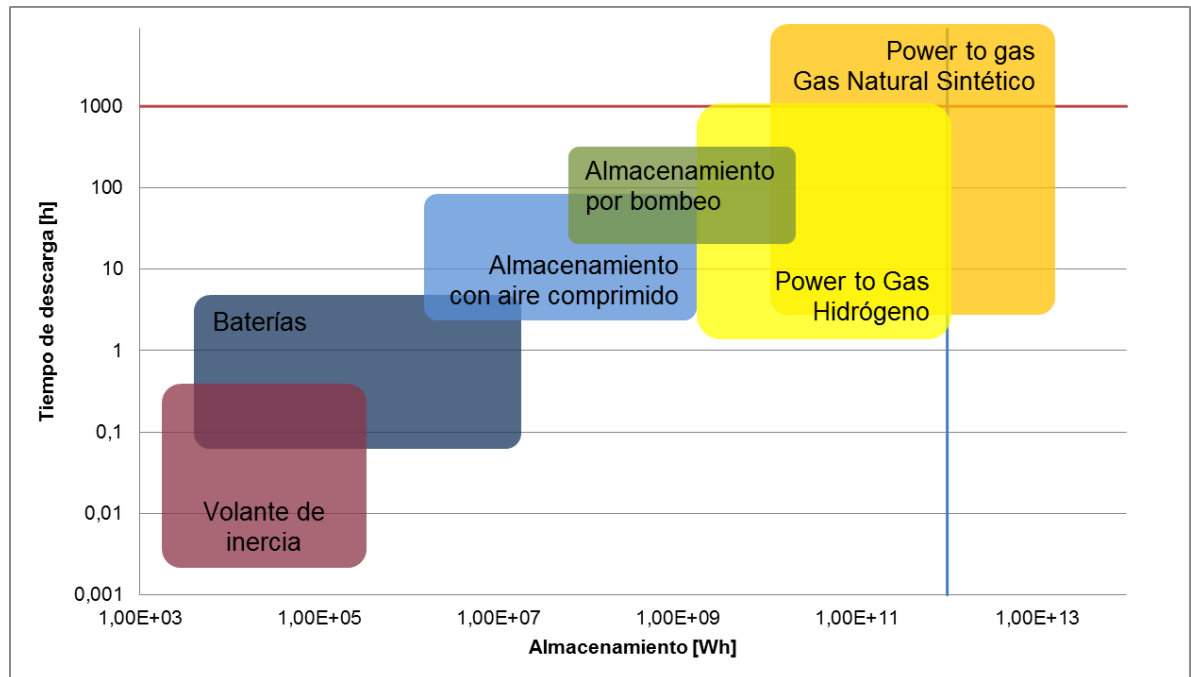
En la unión europea, países como Alemania, Dinamarca, Gran Bretaña y España, cuentan con un desarrollo de energía eólica considerable, que los obliga a buscar medios de integración energética que les permita balancear las fuertes fluctuaciones en la producción. Durante los próximos años, los problemas asociados con la producción fluctuante de energía se limitarán a regiones particulares y no afectarán el balance general de energía, sin embargo, en un futuro con mayor implementación de fuentes de energía renovable se presentará la necesidad de administrar la carga de las redes, tanto en el suministro como en la producción, con la finalidad de integrar óptimamente la producción volátil dentro de los sistemas de energía.

En el escenario anteriormente descrito los sistemas de almacenamiento de energía tomarán un papel crucial en la integración de fuentes de energía renovables con estructuras de producción volátil. De esta manera, grandes cantidades de energía podrían ser almacenadas para uso futuro sin la necesidad de realizar ajustes físicos permanentes en la red.

### 1.1.1 Tipos de almacenamiento de energía

Actualmente en el mercado hay disponibles diferentes sistemas de almacenamiento de electricidad con etapas de desarrollo extremadamente heterogéneas. Estas van desde las tecnologías establecidas hace varias décadas tales como centrales hidroeléctricas de almacenamiento por bombeo para grandes cantidades o baterías para cantidades de almacenamiento pequeñas.

Figura 2. Almacenamiento de energía – Capacidad y tiempo de descarga



Fuente: adaptado de ITM-Power 0

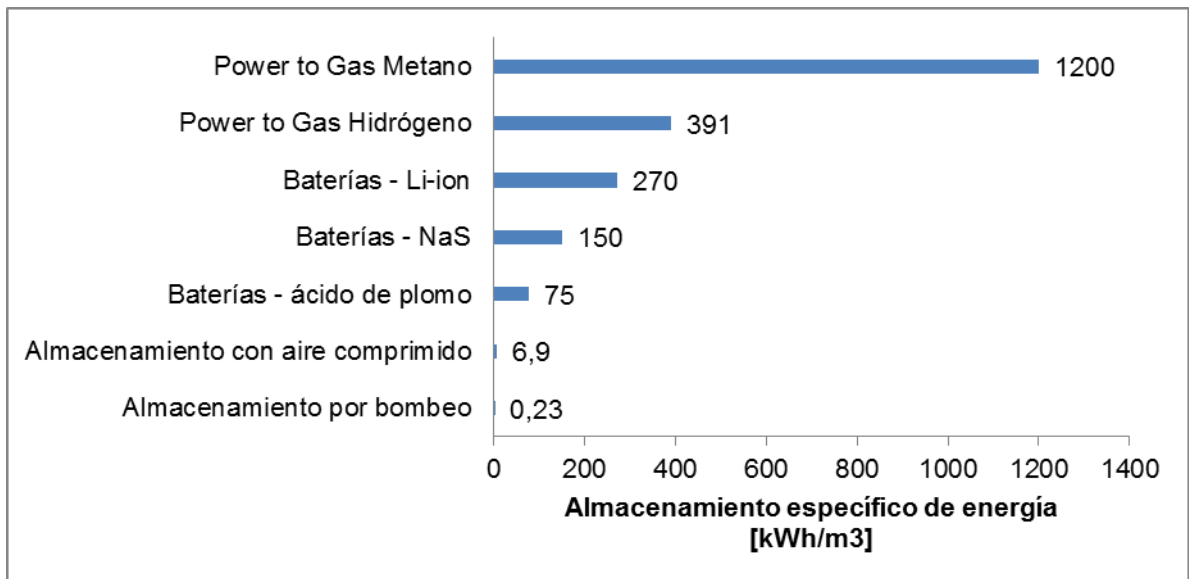
De manera general, los sistemas de almacenamiento de electricidad pueden dividirse en: i) almacenamiento por medio de energía mecánica (cinética y potencial) o ii) energía química (inorgánica y orgánica). El análisis de la conveniencia de una u otra tecnología debe considerar entre otros aspectos la evaluación de las siguientes variables:

- Capacidad de almacenamiento
- Potencia máxima de carga y descarga
- Eficiencia
- Beneficios del sistema
- Pérdidas por almacenamiento
- Potencial de almacenamiento total de todas las plantas
- Disponibilidad temporal, capacidad garantizada (hora del día, estación)

- Costos de inversión
- Costos operacionales (recursos, emisiones)
- Impacto económico
- Condiciones del sitio, necesidades de intervención topográfica
- Infraestructura existente en sitio
- Posibilidades de conversión, requerimientos para reconversión
- Aceptación pública para proyectos de infraestructura nuevos
- Impactos medioambientales

La Figura 2 muestra una comparación entre las tecnologías de almacenamiento de energía más importantes, considerando dos parámetros de comparación: la capacidad de almacenamiento y el tiempo de descarga de la energía. Por otro lado, en la Figura 3 se encuentra una comparación de las tecnologías principales de almacenamiento de energía considerando la energía que puede almacenar cada sistema por unidad de volumen.

Figura 3. Almacenamiento de energía – Energía por unidad de volumen



Fuente: adaptado de Bajohr 0

A continuación se presenta una breve descripción de cada una de las tecnologías referenciadas anteriormente:

- **Volante de inercia.** Son tecnologías de almacenamiento a corto plazo que pueden absorber y liberar grandes cantidades de electricidad dentro de unos pocos segundos. Esta tecnología es inapropiada para almacenamiento a largo plazo.

- **Baterías Recargables.** Pertenecen al grupo de los medios de almacenamiento electroquímico. Estos sistemas representan altos costos cuando se debe almacenar grandes cantidades de energía por un largo periodo de tiempo. La descarga gradual y la degradación de las baterías limitan el tiempo de almacenamiento.
- **Almacenamiento con aire comprimido.** Esta tecnología convierte la electricidad en aire presurizado el cual es luego expandido por turbinas reconvirtiéndose de nuevo la energía en electricidad. El principal inconveniente es la baja capacidad de almacenamiento volumétrico (Figura 3) resultando necesariamente en volúmenes de almacenamiento inmensos. Con la finalidad de obtener altas eficiencias, el calor liberado debe ser adicionalmente reutilizado. La aplicación de esta opción de almacenamiento está limitada adicionalmente por sus altos costos.
- **Almacenamiento por bombeo.** Es actualmente la tecnología mejor establecida para proveer control de energía en los sistemas de energía eléctrica. La electricidad es convertida a energía potencial mediante el bombeo de agua a grandes alturas. Cuando la electricidad es requerida, el agua se libera desde el reservorio y la energía potencial es nuevamente convertida en electricidad por medio de turbinas. La eficiencia de esta tecnología de almacenamiento está entre 70 y 85%. La capacidad de almacenamiento instalada por bombeo varía dependiendo de la región. Las facilidades de almacenamiento por bombeo existentes proporcionan capacidad de almacenamiento limitada lo cual no será suficiente para una mayor participación de energía renovable en el futuro. El montaje de nuevas facilidades de almacenamiento por bombeo hidráulico es generalmente difícil debido a la comúnmente baja aceptación pública de proyectos de infraestructura que afecten la apariencia del paisaje.
- **Power to Gas - P2G.** Entre las opciones de almacenamiento disponibles, la tecnología P2G sobresale por su flexibilidad de uso y capacidad de almacenamiento. El concepto P2G da cubrimiento a las aplicaciones que requieren el almacenamiento de grandes cantidades de energía por largos periodos de tiempo, días o meses. La tecnología P2G consiste en la producción de gas natural sintético o hidrógeno, empleando procesos de hidrólisis en primer lugar y posteriormente metanización para el caso puntual de la producción de gas natural sintético.

Debido al poder calorífico del metano, el cual es tres veces mayor al del hidrogeno, la densidad volumétrica de almacenamiento de energía del metano es de lejos la más alta de todas la opciones representadas en la Figura 3. Además de las varias posibilidades de reutilizar el metano, por

ejemplo como combustible en el sector transporte, o la reconversión a electricidad en plantas de ciclo combinado con turbinas a gas. La alta densidad volumétrica de energía así como la infraestructura existente para el transporte y el almacenamiento son las principales ventajas de este medio de almacenamiento químico, gaseoso. El principal inconveniente es la pérdida de eficiencia de cada etapa de conversión. Lo cual se abordará más adelante.

En general, es evidente que las estructuras organizacionales y técnicas actuales de los sistemas de suministro de energía no son adecuadas para permitir la integración eficiente de la creciente participación de las energías renovables.

A largo plazo, para ofrecer un suministro de energía seguro y económico se deberán construir nuevas capacidades y tecnologías de almacenamiento, de igual forma se requerirá una adaptación de los sistemas para que la generación de fuentes renovables pueda ser coordinada con la demanda, la red disponible y las capacidades mismas de almacenamiento. Una alternativa puede ser la construcción descentralizada de plantas P2G junto a los sistemas de generación con patrones de producción volátil, la energía eléctrica se puede almacenar antes de entrar en la red en momentos favorables, transportarse en líneas de potencia o entregadas directamente a una red de gas en forma de hidrógeno o metano.

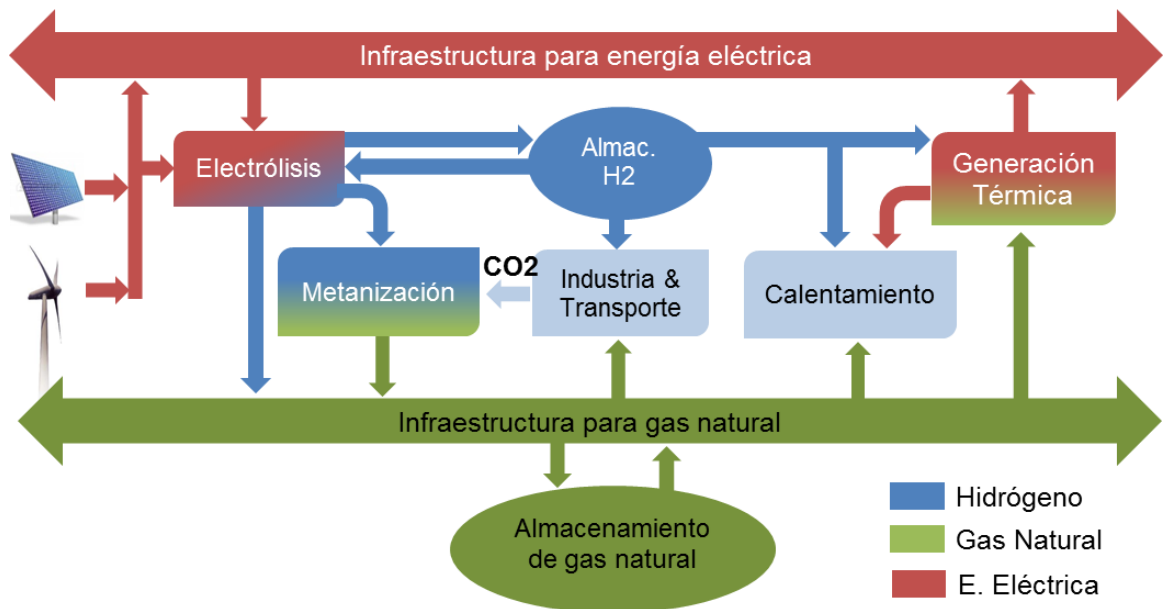
## **1.2 FUNDAMENTO TECNOLÓGICO TECNOLOGÍA POWER TO GAS**

Como se describió en el capítulo anterior, las fluctuaciones temporales y espaciales de la generación de electricidad a partir de fuentes de energía renovable demandan tanto sistemas de distribución de alta capacidad como posibilidades de almacenamiento intermitente. El concepto Power to Gas aborda estas demandas mediante la conversión de la energía eléctrica en un medio de almacenamiento químico gaseoso, principalmente gases ricos en energía, como lo son el hidrógeno ( $H_2$ ) y el metano ( $CH_4$ ). El concepto Power to Gas está representado esquemáticamente en la Figura 4.

Como se muestra en la descripción esquemática del concepto Power to Gas, Figura 4, la electricidad obtenida de una fuente renovable es usualmente transferida a las redes de transmisión eléctrica. La transmisión de electricidad está limitada por la demanda real de la red, lo cual genera que a bajas cargas no se aproveche la totalidad de energía producida por la fuente renovable generando de esta forma excedentes de energía. Por otro lado, la producción de energía renovable puede estar localizada en áreas rurales con capacidades de transporte limitadas o estructuras completamente autosuficientes. De acuerdo con la Figura 4, la energía eléctrica renovable es usada en plantas de electrólisis para producir hidrógeno y oxígeno a partir del agua. El oxígeno puede ser liberado a la atmósfera, o preferiblemente puede ser empleado en procesos de producción industrial, como en

la industria química o metalúrgica. Sin embargo, la utilización del oxígeno depende de las condiciones de ubicación de la planta de electrólisis, particularmente la distancia a los consumidores potenciales y la demanda de los mismos. El producto realmente obtenido en la planta de electrólisis es el hidrógeno, el cual puede ser transportado por diferentes medios: redes dedicadas o con mezcla de gas natural, así como sistemas tradicionales de transporte como camiones o trenes. El hidrógeno también puede ser almacenado en facilidades especiales o mezclado con gas natural en las infraestructuras de almacenamiento ya existentes.

Figura 4. Descripción esquemática del concepto Power to Gas



Fuente: adaptado de DNV KEMA 0

Una vez el hidrógeno está disponible, éste es transformado ya sea en energía eléctrica, como combustible en el sector de transporte o como materia prima de alto valor agregado para la industria. Particularmente, las industrias química, petroquímica y metalúrgica consumen cantidades enormes de hidrógeno (aproximadamente 600 billones m<sup>3</sup>/año) los cuales son actualmente producidos principalmente mediante metano reformado con vapor.

En consecuencia, el hidrógeno es el primer posible producto final de la cadena de proceso Power to Gas. Sin embargo, en la actualidad el volumen producido de hidrógeno es limitado tanto por la falta de infraestructura dedicada para hidrógeno (Por ejemplo, redes de hidrógeno, facilidades de almacenamiento, tecnologías de uso final), o por el contenido máximo permisible en la mezcla de hidrógeno y gas natural tanto en las redes de transporte como en las facilidades de almacenamiento.

El segundo, aunque opcional paso dentro de la cadena de proceso Power to Gas es la metanización. Dicho paso consiste en la sintetización de metano a partir de hidrógeno y dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ), tanto por medios químicos como de reacción catalizada biológicamente. El metano producido es llamado gas natural sintético (SNG por su sigla en inglés). El subproducto de esta reacción es vapor ( $\text{H}_2\text{O}$ ). El dióxido de carbono requerido puede ser obtenido de emisiones o gases de proceso de producción industrial o de plantas con energía fósil, plantas de biogás, del agua de mar o incluso de la atmósfera; siendo estas últimas las de más alto consumo energético. Debido a que no son comunes las fuentes puras de dióxido de carbono, su captura juega un papel significativo en el concepto Power to Gas, tanto técnica como económicamente.

La principal ventaja del metano como producto final de la cadena de proceso Power to Gas es su utilidad ilimitada en la infraestructura de gas. Ya que el gas natural sintético -SNG- producido une bidireccionalmente las redes de energía eléctrica y las redes de gas. La gran cantidad de facilidades de almacenamiento en Europa (Existen cerca de 134 facilidades de almacenamiento de gas subterráneo en Europa con una capacidad total de 94 billones  $\text{m}^3$  0) permiten la retención intermitente de energía renovable en el rango de hasta 1000 TWh. Por otra parte, la infraestructura para la utilización del metano también existe, y se encuentra en una etapa completamente madura. Aparte de la conversión en electricidad en plantas de ciclo combinado, la utilización como combustible en transporte o como materia prima para la industria, el SNG puede ser también usado para calentamiento. Las propiedades físicas y químicas del SNG y el gas natural son tan similares que no se requiere tener en cuenta cambios técnicos en los sistemas de uso final. Adicionalmente, casi no es necesaria ninguna inversión en infraestructura para transporte, almacenamiento y distribución, lo cual representa no solamente un beneficio en términos económicos, sino que también representa un ahorro en tiempo si se consideran los permisos requeridos por las autoridades, así como beneficios en cuanto a la aceptación del público en general.

Otro argumento a favor de la implementación de la tecnología Power to Gas está relacionada con el factor ambiental, ya que se puede considerar como una tecnología neutral con relación a las emisiones de  $\text{CO}_2$ , dado que emplea dióxido de carbono proveniente de plantas de producción de bioetanol, plantas de tratamiento de aguas residuales e incluso plantas de procesamiento de alimentos. Adicional a lo anterior, si la tecnología emplea  $\text{CO}_2$  tomado del ambiente, como lo ha demostrado ZSW (Centro de energía solar e investigación en hidrógeno) 0, el proceso podría ser considerado como completamente independiente de fuentes de energía fósiles.

Entre las dos alternativas de la tecnología Power to Gas, producción de hidrógeno y producción de metano, esta última es la que menos restricciones de aplicación tiene debido a que no hay límite en la cantidad de metano sintético que pueda ser

inyectado en un sistema de transporte/distribución de gas natural, diferente al caso de la inyección de hidrógeno en dichos sistemas, la cual se encuentra regulada en algunos países europeos debido a que solo hay una pequeña cantidad de hidrógeno que puede ser añadida al gas natural sin variar sus propiedades, aspecto que afecta los parámetros para de intercambiabilidad de gases.

### **1.3 EFICIENCIA DE LOS SISTEMAS DE CONVERSIÓN DE ENERGÍA**

Dado que cualquier proceso de transformación de energía está asociado con pérdidas de la misma, el alto nivel de exergía<sup>1</sup> de la energía eléctrica se reduce inevitablemente mediante los procesos de conversión dentro de la cadena de proceso Power to Gas; en consecuencia es preferible evitar etapas de conversión innecesarias. La energía eléctrica debería ser usada como energía eléctrica siempre y cuando se cuente con suficiente capacidad en las redes.

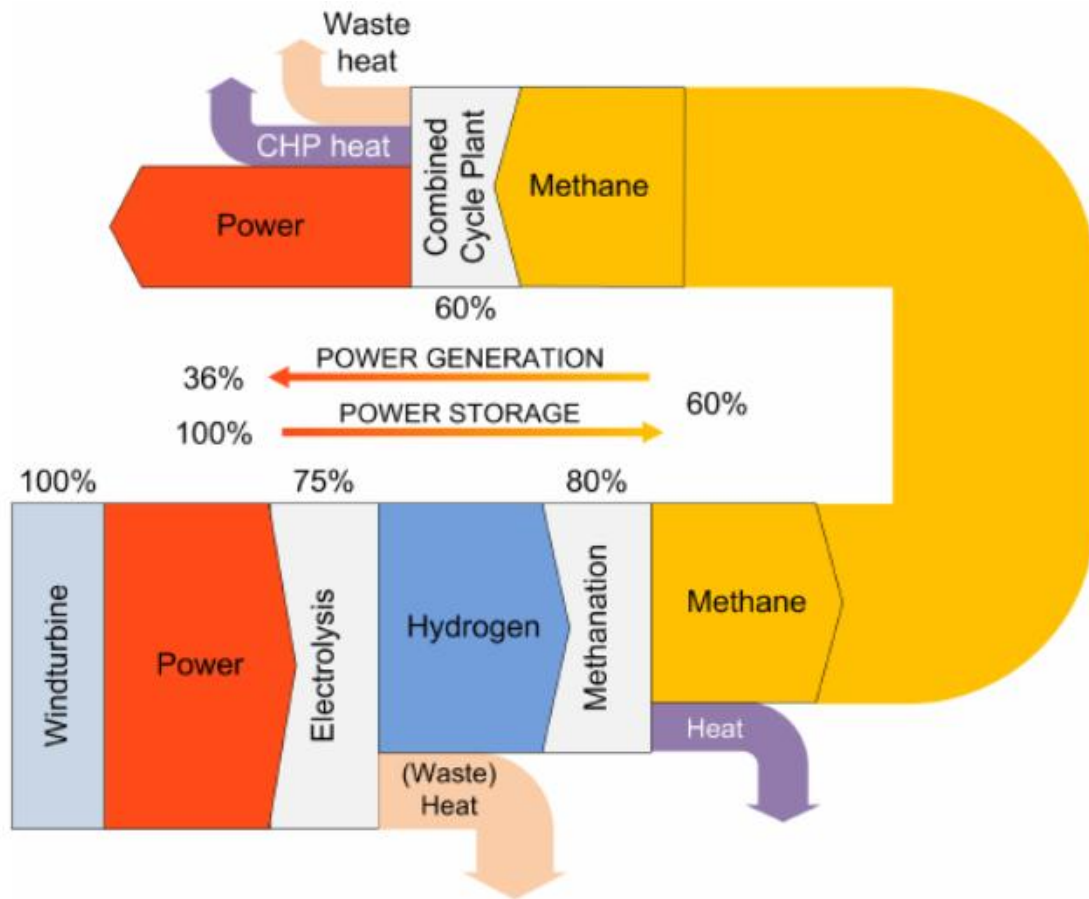
El uso de la energía eléctrica puede ser también acelerado mediante la generación de más altas demandas, por ejemplo, mediante el incremento de la electrificación de procesos industriales. Sin embargo, siempre hay limitantes tanto en la gestión de la demanda como en la extensión de la red de energía, por lo tanto, el almacenamiento de energías renovables es inevitablemente necesario cuando la participación de las energías renovables se incrementa de manera constante.

El diagrama de Sankey de la Figura 5 ilustra la distribución de pérdidas de energía y eficiencia de un proceso Power to Gas particular que considera los siguientes tres procesos: electrólisis empleando energía eléctrica proveniente de una fuente eólica, metanización y generación eléctrica en una planta de ciclo combinado. En este caso particular, la eficiencia global al combinar los diferentes procesos es de 36%.

Figura 5. Eficiencia proceso Power to Gas

---

<sup>1</sup> La exergía describe la parte de la energía que es convertible en su totalidad en otra forma de energía. Por otro lado, anergía es la parte de la energía que no es convertible. La suma de exergía y anergía es la energía total.



Fuente: tomado de Sterner M. et al. 0

De manera general, las eficiencias de sistemas Power to Gas se pueden incrementar mediante el uso del calor liberado en los sistemas, utilizándolo por ejemplo en calefacción urbana o en plantas industriales cercanas, este método se denomina calor y potencia combinado (CHP<sup>2</sup> por su sigla en inglés). Por otro lado, el nivel de presión al cual los gases de producto tienen que ser comprimidos, tiene una influencia importante en la eficiencia total alcanzable. Dicho nivel de presión depende principalmente de las facilidades que serán usadas para transporte y almacenamiento y está por lo tanto sujeto a las condiciones locales específicas de una planta Power to Gas.

---

<sup>2</sup> CHP: Combined Heat and Power

En la Tabla 1 se encuentran relacionados los rangos de eficiencia esperados para las diferentes alternativas de aprovechamiento de la energía eléctrica proveniente de fuentes renovables mediante el uso de los sistemas Power to Gas:

- Electricidad convertida en gas (1 etapa): mínimo 49% y máximo 77%.
- Electricidad convertida en gas y el gas convertido en electricidad (2 etapas): mínimo 30% y máximo 44%.
- Electricidad convertida en gas y el gas convertido en electricidad con aprovechamiento del calor liberado en los procesos (2 etapas): mínimo 43% y máximo 62%.

En los datos de eficiencia registrados se puede observar la disminución en la eficiencia a medida que se incluyen etapas adicionales, como también el efecto negativo asociado a la necesidad de elevar la presión al gas producido.

Otro aspecto que impacta la eficiencia y que no se encuentra considerado en la Tabla 1 es el método con el cual se realiza el proceso de metanización, lo cual será considerado en el siguiente capítulo.

Tabla 1. Eficiencias para diferentes procesos Power to gas

<b>Etapas</b>	<b>Eficiencia (%)</b>	<b>Condiciones límite</b>
<b>Electricidad a gas</b>		
Electricidad → Hidrógeno	54-72	Incluyendo compresión a 200bar (almacenamiento)
Electricidad → Metano (SNG)	49-64	
Electricidad → Hidrógeno	57-73	Incluyendo compresión a 80 bar (transporte)
Electricidad → Metano (SNG)	50-64	
Electricidad → Hidrógeno	64-77	Sin compresión
Electricidad → Metano (SNG)	51-65	
<b>Electricidad a gas a electricidad</b>		
Electricidad → Hidrógeno → Electricidad	34-44	Conversión a electricidad: 60%; compresión 80 bar
Electricidad → Metano → Electricidad	30-38	
<b>Electricidad a gas a (CHP) Calor y potencia combinado</b>		
Electricidad → Hidrógeno → CHP	48-62	40% electricidad; 45% calor; compresión 80bar
Electricidad → Metano → CHP	43-54	

Fuente: adaptado de Stolden et al. 0

Es importante resaltar que la eficiencia de los diferentes procesos de conversión no debe ser el único parámetro de referencia para la evaluación o clasificación de los sistemas Power to Gas, ya que hay aspectos sistémicos, económicos y

macroeconómicos que se deberían considerar, algunos de estos aspectos serán tratados más adelante con más detalle.

## 1.4 CONCEPTOS SIMILARES

Power to gas no es la única posibilidad de convertir energía renovable en un medio de almacenamiento químico. Aparte de los gases ricos como hidrógeno y metano, también se pueden producir otros elementos transportadores de energía química, como metanol, ácido fórmico o combustibles líquidos. Estos medios de utilización se resumen bajo los términos “Power to Liquids” y “Power to Chemistry”.

### 1.4.1 Power to Liquids

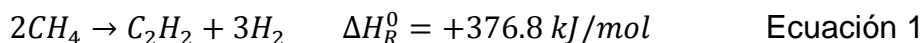
Denominado también “Power to Fuels”, es un método en el que se obtienen combustibles líquidos a partir de la catálisis entre el CO y el hidrógeno, el método se denomina Proceso Fischer-Tropsch<sup>0</sup>.

La configuración tecnológica básica es la misma que para la metanización usada en el concepto Power to Gas. Power to Liquids genera portadores de energía líquida que puede ser fácilmente transportada por tanques (vehículos, trenes, barcos), los cuales no son dependientes de una red de gas. Al igual que con los productos de un sistema Power to Gas, el metanol y los combustibles ya tienen una utilización establecida, por ejemplo, en el sector transporte o en la industria química.

La implementación de sistemas Power to Liquids es más adecuada para plantas de gran tamaño, a diferencia de los sistemas Power to Gas que pueden ser aplicados indistintamente a cualquier escala, esto es debido a que para la implementación del Proceso Fischer-Tropsch se requieren etapas de refinación adicionales con costos elevados que solo se justifican a partir de cierto tamaño de plantas<sup>0</sup>.

### 1.4.2 Power to Chemistry

Otro concepto muy interesante es introducido bajo el término “Power to Chemistry”, el cual es una marca registrada de Evonik Industries<sup>0</sup>. A diferencia de los conceptos Power to Gas y Power to Liquids, la electricidad no es convertida en hidrógeno en un electrolizador. El método empleado para el aprovechamiento de la energía eléctrica es la utilización de un horno de arco para convertir metano en acetileno e hidrógeno, de acuerdo con la siguiente ecuación simplificada:



Entre las principales características de este proceso se encuentran las siguientes:

- Su operación es muy dinámica y permite arranques en menos de un minuto
- La eficiencia es del orden del 90%.
- Alta flexibilidad de operación permite la ampliación de capacidad a partir de hornos paralelos.
- El acetileno cuenta con un mercado conocido y procesos en uso.
- No requiere fuentes de dióxido de carbono.

## 1.5 INTEGRACIÓN EN REDES DE GAS NATURAL

Los productos de la conversión química en una planta Power to Gas, hidrógeno y SNG (metano) respectivamente, deben ser preferiblemente transportados por la red de gas natural y almacenados en la red así como también en las grandes facilidades de almacenamiento conectadas. Por lo tanto, en cada caso se deben evaluar los impactos de la inyección de hidrogeno o SNG en dichas redes, teniendo en cuenta cualquier restricción en cuanto a volumen y composición del gas inyectado.

El caso del SNG como producto final de la cadena de proceso Power to Gas es menos crítica que el hidrógeno, porque el SNG contiene una gran cantidad de metano. Por lo tanto, es posible realizar la inyección de una cantidad prácticamente ilimitada de SNG dentro de la red de gas natural. Sin embargo se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones en relación a la calidad del gas que se produce en los procesos Power to Gas:

- Debido a que la metanización es una reacción de equilibrio, parte de los gases reactantes, hidrogeno y dióxido de carbono, no son convertidos en metano.
- La mezcla de gases de producto que emergen del reactor de metanización contiene cantidades significativas de vapor, que es el principal subproducto de la reacción de metanización. Por lo tanto, es necesario un tratamiento del gas producido con la finalidad de cumplir los requerimientos de inyección del SNG producido en la red de gas.

Por otro lado, la inyección de hidrógeno en una red de gas natural no es ilimitada como si lo es para el SNG, es por esta razón que diferentes instituciones han desarrollado investigaciones para determinar los impactos que esto puede ocasionar en las facilidades de transporte, distribución y almacenamiento, así como en el uso final del mismo. A continuación se resumen algunos de los tópicos incluidos en dichas investigaciones:

- **Influencia en las características del gas, como índice de Wobbe y poder calorífico:** la base para esta evaluación son las disposiciones de regulación existente para la red de gas natural y las propiedades requeridas para el transporte de gases, las cuales varían dependiendo de cada país. El

porcentaje de hidrógeno tolerable depende fuertemente de las propiedades asociadas a la calidad del gas natural en la red, ya que con el incremento de la cantidad de hidrógeno, tanto el índice de Wobbe como el poder calorífico se reducen. En términos generales, la mezcla admisible de hidrógeno en la red es de 5% a 15%.

- **Los impactos en la infraestructura de gas,** entre los que se incluyen tubería, controles, accesorios, válvulas, uniones y los sistemas de medición. Tanto las tuberías plásticas y de acero son usualmente capaces de manejar mezclas de hidrógeno de hasta 30% y superiores. Con estas composiciones las fugas se incrementan, pero aún siguen siendo económicamente y ecológicamente tolerables.
- **Las capacidades de transporte:** el poder calorífico volumétrico del hidrógeno es tres veces más bajo que el metano, por lo tanto, con el mismo flujo volumétrico de hidrógeno se transporta tres veces menos energía. Para el transporte de la misma cantidad de energía, se debe transportar un mayor volumen que resulta en mayores pérdidas de presión y consecuentemente un incremento en la potencia de compresión. También, se deben evaluar las capacidades de los compresores instalados para el transporte de la mezcla hidrógeno/metano. En términos cuantitativos una mezcla de 10% de hidrógeno resulta en una disminución de entre 5 y 6% de la capacidad de transporte.
- **El impacto en la infraestructura del usuario final:** gasodomésticos, como los sistemas de calentamiento, pueden operar usualmente con mezclas de hasta 20% de hidrógeno, sin embargo, eventualmente se requiere la adaptación de los quemadores debido a las altas velocidades de llama.
- **La generación eléctrica con turbinas a gas** es muy sensible al contenido de hidrógeno. Muchos fabricantes limitan el contenido de hidrógeno entre 1% o 2%, aunque las pruebas de laboratorio muestran la posibilidad de admitir hasta 14%. Consideraciones similares son válidas para motores a gas.
- **Los impactos en el sector transporte:** el número de metano se reduce por la mezcla de hidrógeno, 10% de hidrógeno en gas natural produce una disminución de 5 a 7 unidades en el número de metano, con su consecuente aumento en el límite de golpeteo.
- **El impacto en las facilidades de almacenamiento subterráneo de gas:** Actualmente se operan cavernas de sal y pozos de gas “vacíos” para el almacenamiento de gas natural. Particularmente, para depósitos porosos en el subsuelo aún persisten algunos interrogantes fundamentales, por ejemplo:

las reacciones microbiológicas en el depósito, procesos de separación o el impacto general en las condiciones geoquímicas.

El porcentaje máximo de hidrógeno también está limitado por el flujo de gas natural en las diferentes localizaciones en donde es inyectado en la red. Aquellas secciones de la red con bajo uso anual son las menos adecuadas para la introducción de hidrógeno.

En Europa, actualmente se recomienda limitar a 2% la concentración de hidrógeno en la red de gas natural en los casos en que la red cuente con estaciones de GNV conectadas, y 10% de H<sub>2</sub>, si en la red de gas natural no se encuentran conectados ni estaciones de GNV ni turbinas de gas.

## 2 ASPECTOS TÉCNICOS DE LA TECNOLOGÍA “POWER TO GAS”

En el presente capítulo se presenta una descripción detallada de las tecnologías principales que conforman un sistema Power to Gas, entre las que se cuentan: electrólisis, metanización y recuperación de CO<sub>2</sub>. Cada una de estas tecnologías será abordada desde el punto de vista funcional y de integración dentro de los sistemas Power to Gas.

### 2.1 PROCESO DE ELECTRÓLISIS

La electrólisis del agua es un proceso conocido desde hace cerca de 200 años, no es claro quién fue el primero en descubrir la electrólisis del agua debido a las diferentes referencias que pueden ser encontradas en la literatura, sin embargo, sí es un hecho que la Ley física básica de la electrólisis fue descrita en el año 1834 por el científico inglés Michael Faraday (1791-1867). Con la implementación gradual de la tecnología, ya para el año 1900 estaban en operación más de 400 electrolizadores a nivel mundial. Con respecto al modelo original se han realizado avances significativos en relación a los mecanismos físico-químicos empleados para la electrólisis, lo cual permite a la fecha contar con tres tipos diferentes de tecnologías que serán descritas más adelante:

- Celdas para electrólisis alcalina del agua (AEC<sup>3</sup>)
- Celdas para electrólisis por membrana de electrolito polimérico (PEMEC<sup>4</sup>)
- Celdas para electrólisis a base de óxidos sólidos (SOEC<sup>5</sup>)

La expresión griega “Lisis” significa separación y de manera análoga el término electrólisis describe un proceso de separación en el cual la energía eléctrica es la principal fuerza impulsora de las reacciones químicas participantes. En el caso de la electrólisis del agua un voltaje y una corriente directa son aplicadas al agua, causando la separación de las moléculas del agua en hidrógeno y oxígeno como gases producto. Debido a consideraciones de seguridad, el oxígeno producido debe ser separado del hidrógeno.

Para la electrólisis se requiere un agua de alta pureza, por lo tanto, siempre se requiere implementar una etapa adicional de tratamiento para remover iones y minerales del agua antes del proceso de electrólisis. Hay diferentes métodos para

---

<sup>3</sup> AEC: Alkaline Electrolytic Cells

<sup>4</sup> PEMEC: Polymer Electrolyte Membrane Electrolysis Cells

<sup>5</sup> SOEC: Solid Oxide Electrolyzer Cell

desarrollar esta actividad de filtrado, como el uso de membranas o materiales de adsorción.

Desde el punto de vista económico el mayor interés se encuentra en el medio para el almacenamiento del hidrógeno, ya que éste tiene una muy alta densidad de energía por unidad de masa (33.3 kWh/kg), con lo cual se puede lograr hasta tres veces más energía si se compara con hidrocarburos líquidos. El hidrógeno no es una fuente de energía pero es un transportador de energía secundaria que ofrece un amplio rango de beneficios, los cuales son recibidos con gran atención hoy en día. El creciente interés está principalmente alentado por el hecho de que la oferta de hidrógeno como combustible alternativo puede ser el de mayor potencial a largo plazo.

La electrólisis del agua juega un papel importante en los sistemas Power to Gas ya que representa la unión entre la energía eléctrica y la energía química, independiente de si el hidrógeno producido es usado en su forma elemental o como un intermedio para reacciones químicas posteriores. Los requerimientos más importantes en los electrolizadores para sistemas Power to Gas son los siguientes:

- Modos altamente dinámicos de operación,
- Amplios rangos de carga parcial,
- Suficientemente alta eficiencia,
- Niveles de pureza de gas satisfactoria,
- Diseños compactos,
- Alta densidad de energía por unidad,
- Altas capacidades de producción y
- Baja inversión con respecto a los costos de operación.

Aunque la electrólisis del agua es ya una tecnología bien establecida, se requieren mejoras adicionales para dar cumplimiento a todos los requerimientos mencionados. Actualmente, se están llevando a cabo una gran cantidad de esfuerzos en investigaciones y desarrollos en preparación a una implementación más amplia de la producción de hidrógeno electrolítico en el mercado y para facilitar una mayor integración de la tecnología Power to Gas en las redes eléctricas.

### 2.1.1 Aspectos termodinámicos y de eficiencia

La ecuación general de la reacción de disociación básica del agua es la siguiente:



En cuanto al balance de energía, la cantidad total ( $\Delta H(T)$ ) que tiene que ser suministrada a una celda de electrólisis para separar las moléculas de agua de acuerdo con la Ecuación 2, está representada por la siguiente expresión:

$$\Delta H(T) = \Delta G(T) + T\Delta S(T) \quad \text{Ecuación 3}$$

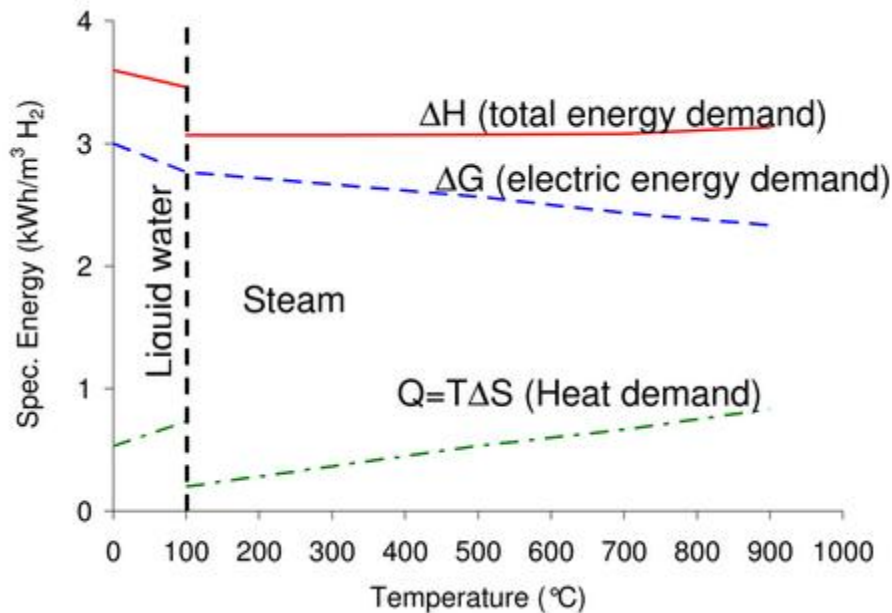
Donde,

$\Delta G(T)$  Corresponde al cambio en la energía libre de Gibbs, la cual representa la cantidad de energía eléctrica suministrada.

$T\Delta S(T)$  Representa la cantidad de calor que se debe suministrar a la celda de electrólisis para permitir la separación del agua.

El requerimiento de energía de cada uno de los parámetros de la Ecuación 3 es función de la temperatura a la cual se encuentra el agua y el estado de la misma, ya sea líquida o gaseosa. De igual forma, cada uno los parámetros mencionados se relaciona con el voltaje que debe ser aplicado a las celdas.

Figura 6. Electrólisis - demanda de energía en función de temperatura



Fuente: tomado de HELMETH 0

La temperatura y presión de operación son parámetros importantes para los sistemas de electrólisis y por lo tanto tienen que ser cuidadosamente seleccionados. La Figura 6 muestra la dependencia de las demandas particulares de energía con

respecto a la temperatura y los correspondientes voltajes de celda para la electrólisis del agua desde un punto de vista netamente termodinámico.

Debido a la vaporización del agua a 373 K la curva de demanda total de energía ( $\Delta H$ ) es discontinua y permanece casi invariable dentro de un estado particular de la materia. La figura claramente muestra que si se dispone de vapor como materia prima, la electrólisis del vapor requiere menos energía comparada con la electrólisis del agua líquida. La energía eléctrica requerida ( $\Delta G$ ) decrece continuamente con el incremento de la temperatura resultando en una reducción de aproximadamente 30% cuando se pasa de 273 a 1273 K.

Por otro lado, a pesar de que la influencia de la presión en el voltaje de la celda es pequeña, ésta tiene varios efectos relevantes positivos sobre el sistema, por ejemplo: en la densidad de corriente así como también el ahorro por no requerir costos de compresión para el hidrógeno.

Con respecto a la eficiencia empleada para la comparación de los sistemas de electrólisis, se debe tener en cuenta cual tipo de eficiencia usada, ya que existen tres tipos basados en diferentes niveles del sistema:

- Nivel de celda, emplea cálculos de eficiencia en energía,
- Nivel de circuito, emplea eficiencias en voltaje,
- Nivel del sistema, emplea eficiencias en corriente.

La eficiencia de conversión de energía de un sistema electrolizador es definida generalmente por la Ecuación 4, e incluye la demanda de energía total de todos los componentes de un sistema electrolizador.

$$\eta_{sis} = \frac{\text{Salida de energía}}{\text{Entrada de energía}} \rightarrow \frac{\text{Poder calorífico } H_2}{\text{Entrada de energía eléctrica}} \quad \text{Ecuación 4}$$

La energía de salida se refiere usualmente al poder calorífico del Hidrógeno, el cual puede ser definido por el poder calorífico superior (HHV=3.54 kWh/scm, scm=metros cúbicos estándar) o por el poder calorífico inferior (LHV=3 kWh/scm) del H<sub>2</sub>. Debido al hecho de que comúnmente se usa agua líquida como materia prima, tiene que ser considerada la energía requerida para la evaporación del agua, por lo tanto, debería ser empleado el poder calorífico superior del H<sub>2</sub> para los cálculos de eficiencia del sistema.

### 2.1.2 Celdas para electrólisis alcalina del agua (AEC)

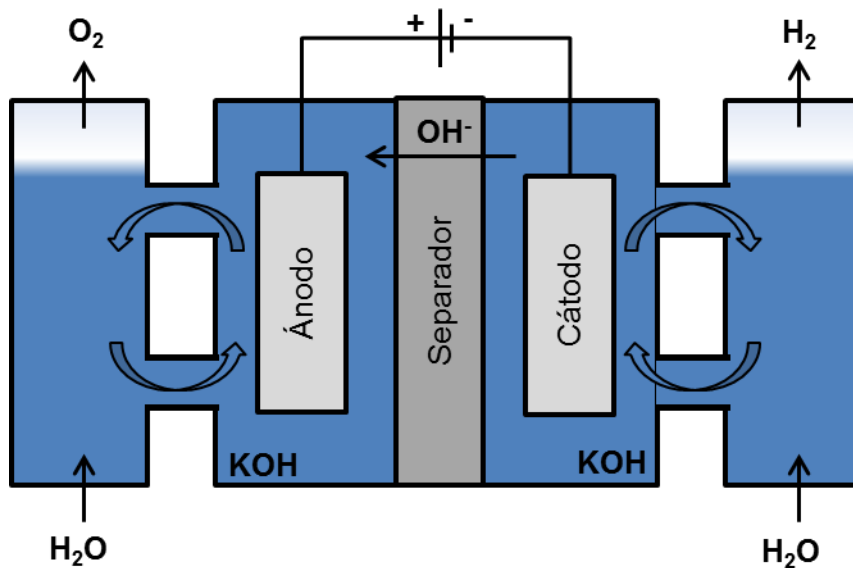
Los electrolizadores alcalinos representan la tecnología de electrólisis de agua más desarrollada a la fecha. Los electrolizadores AEC son actualmente el sistema estándar para aplicaciones industriales de electrólisis de gran tamaño, ya que es

común encontrar configuraciones de electrolizadores compuestos por 30 a 200 celdas sencillas con un área de membrana efectiva de cada celda en un rango de 1 hasta 3 m<sup>2</sup>.

Como se describe en la Figura 7, una celda de AEC está compuesta básicamente de dos electrodos, los cuales están completamente inmersos en un electrolito de hidróxido de potasio (KOH) acuoso (20-40% en peso) con un diafragma micro poroso como elemento separador entre las regiones catódicas y anódicas. Existen otros tipos de electrolitos, como el NaOH, sin embargo, la conductividad del KOH es superior. Los electrodos están hechos generalmente de níquel o acero niquelado.

El gas producido que sale de la celda es separado del electrolito remanente, el cual es retornado a la celda. Durante esta operación solo se consume el agua, por lo tanto, el agua tiene que ser suministrada de manera constante a la celda. El líquido electrolito aunque no se consume, si tiene que ser repuesto en el tiempo debido a diferentes tipos de pérdida.

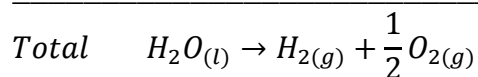
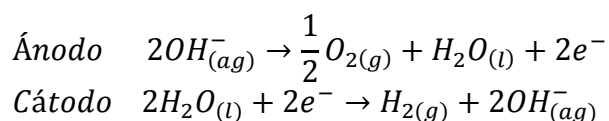
Figura 7. Esquema de operación de los sistemas AEC



Fuente: Adaptado de Lehner M at. al. 0

Aplicando una corriente directa a la celda de electrólisis alcalina se produce un intercambio de iones de hidrógeno e hidróxido en el cátodo, los iones de hidróxido migran a través del separador y son oxidados en el ánodo de acuerdo con las reacciones electroquímicas descritas en la Figura 8.

Figura 8. Reacciones electroquímicas en los sistemas AEC



Fuente: tomado de Stolden et al. 0

La electrólisis alcalina del agua es una tecnología madura que actualmente es el estándar para la industria, a gran escala, en la producción de hidrógeno electrolítico a nivel de MW. Las principales ventajas de esta tecnología son su durabilidad, madurez, disponibilidad y comparativamente el bajo costo específico.

Las dos desventajas críticas de la electrólisis alcalina del agua son la baja densidad de corriente y las bajas presiones de operación. Algunas características de operación y desempeño de los sistemas convencionales AEC se encuentran descritos en la Tabla 2.

Tabla 2. Características de operación y desempeño de los sistemas AEC

Parámetro	Rango
Densidad de corriente	300-500 mA/cm <sup>2</sup>
Voltaje	1.9 a 2.4 V.
Temperatura de operación	70 a 90°C.
Presión de operación	Presión atmosférica hasta 15 bar
Capacidad de producción	Soluciones comerciales: 1 a 760 m <sup>3</sup> (s) H <sub>2</sub> /h Grandes facilidades: 10000 m <sup>3</sup> (s) H <sub>2</sub> /h
Pureza hidrógeno	Superior a 99.5%
Eficiencia	60 a 80%, dependiendo de tamaño del sistema, pureza del H <sub>2</sub> y del nivel de presión (a menor presión mayor eficiencia).
Operación dinámica	20 a 100% de la potencia nominal. La operación en rangos bajos reduce la calidad del H <sub>2</sub> .
Costos de inversión	1000 a 1300 €/kWel

Fuente: Autor

En resumen, los electrolizadores alcalinos están basados en una tecnología que está altamente desarrollada, que es escalable, probada y comparativamente económica. Las bajas densidades de corriente y los modos limitados de operación dinámica son las mayores limitaciones actuales de esta tecnología.

Considerando que las densidades de corriente influyen significativamente el tamaño específico del sistema y los costos de producción, el incremento en este parámetro permitirá una mayor compatibilidad de la tecnología dentro de las aplicaciones Power to Gas, es por este motivo que en la actualidad se desarrollan procesos encaminados a la mejora del parámetro de densidad de corriente a partir de los siguientes objetivos:

- Reducción de pérdida óhmica por minimización del espacio entre los electrodos.
- Sustitución de los separadores por nuevos materiales más avanzados.
- Incremento en las temperaturas de trabajo por encima de 150°C.
- Incremento en las presiones de trabajo hasta los 60 bar.
- Uso de nuevos materiales en los electrodos para evitar sobre-voltaje.

### 2.1.3 Electrólisis por membrana de electrolito polimérico (PEMEC)

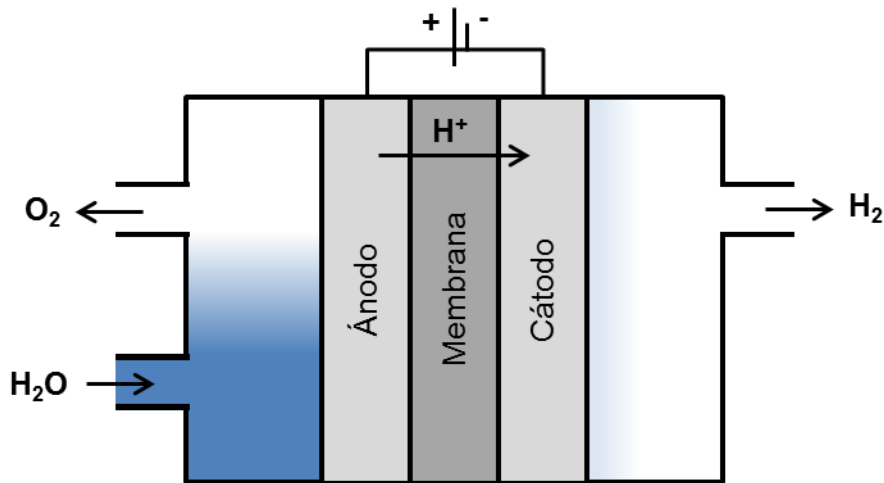
Los electrolizadores PEMEC representan la segunda tecnología más importante de electrólisis de agua, ha estado en continuo desarrollo desde la década de 1950 principalmente en aplicaciones para el programa espacial. Es en general menos desarrollada en comparación a los sistemas AEC y es usada comercialmente en aplicaciones de pequeña escala. El interés en la tecnología PEMEC está actualmente ganando mayor atención debido al creciente interés en los sistemas de electrólisis de agua y a la oportunidad de superar algunas de las restricciones presentes en la tecnología AEC.

En la Figura 9 se encuentra un diagrama esquemático de los sistemas PEMEC. La principal diferencia con respecto a los sistemas AEC, es que los sistemas PEMEC no cuentan con líquido electrolito, en su lugar se emplean membranas conductoras muy finas, con espesores de entre 50 y 250  $\mu\text{m}$ . Un ensamble de dicha membrana y una capa electro-catalítica de cada lado de ésta se conoce con el nombre de MEA<sup>6</sup>, lo cual representa el elemento central de las celdas PEMEC.

Figura 9. Esquema de operación de los sistemas PEMEC

---

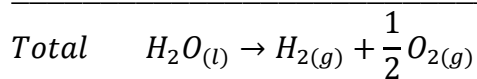
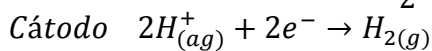
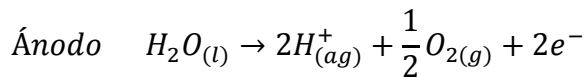
<sup>6</sup> MEA: Membrane Electrode Assembly



Fuente: Adaptado de Lehner M at. al. 0

El agua fluye por el lado del ánodo y es oxidada electroquímicamente para formar oxígeno, iones de hidrógeno y electrones. Los iones de hidrógeno migran a través de la membrana y se recombinan con electrones, debido al circuito externo, para formar gas hidrógeno en el lado del cátodo. La reacción electroquímica completa es mostrada en la Figura 10.

Figura 10. Reacciones electroquímicas en los sistemas PEMEC



Fuente: tomado de Stolden et al. 0

La conexión en serie de celdas individuales forma una pila. Las pilas de electrólisis disponibles comercialmente están compuestas por hasta 60 celdas individuales con un área efectiva de la membrana en cada celda entre 100 y 300 cm<sup>2</sup>. Esta área es comparativamente menor entre 5 y 10 veces en relación a los sistemas AEC.

Debido a la falta de líquido electrolito y a todos los equipos asociados (bombas, separación de gas, etc.) los sistemas PEMEC permiten obtener diseños significativamente más compactos que los sistemas AEC.

Algunas características de operación y desempeño de los sistemas convencionales AEC se encuentran descritos en la Tabla 3.

Tabla 3. Características de operación y desempeño Sistemas PEMEC

<b>Parámetro</b>	<b>Rango</b>
Densidad de corriente	1 – 2 A/cm <sup>2</sup>
Voltaje	1.6 a 2 V.
Temperatura de operación	70 a 80°C.
Presión de operación	30 a 60 bar, sin unidades de compresión adicional.
Capacidad de producción	1 a 40 m <sup>3</sup> (s) H <sub>2</sub> /h
Pureza hidrógeno	99.99%
Eficiencia	60 a 70%.
Operación dinámica	0 a 100% de la potencia nominal.
Costos de inversión	2000 a 2500 €/kWel

Fuente: Autor

La tecnología PEMEC está menos desarrollada en comparación a la tecnología AEC y hasta ahora ha sido usada exclusivamente para aplicaciones de pequeña escala. Sin embargo, esta tecnología ha recibido gran atención en la pasada década debido principalmente a las ventajas que son perfectamente compatibles con muchos de los requerimientos básicos de las aplicaciones Power to Gas, entre las que se cuentan las siguientes:

- Alta densidad de potencia
- Alta eficiencia
- Rápida respuesta ante variaciones de carga: acople perfecto para las variaciones en la energía renovable.
- Cortos tiempos de apagado y encendido
- Diseño compacto que permite altas presiones de operación: conexión directa a unidades de almacenamiento de hidrógeno de alta presión

Teniendo en cuenta las tendencias actuales de I+D, no se espera que en el futuro se vaya a mejorar la eficiencia de las celdas, las presiones de operación o las densidades de corriente; el enfoque de los nuevos desarrollos en la tecnología están relacionados más con ampliación de la escala, considerando aspectos como:

- Incremento en el tiempo de vida.
- Reducción en los costos de inversión.
- Incremento en la capacidad de flujo del hidrógeno.
- Escalar los diseños hasta el rango de los MW

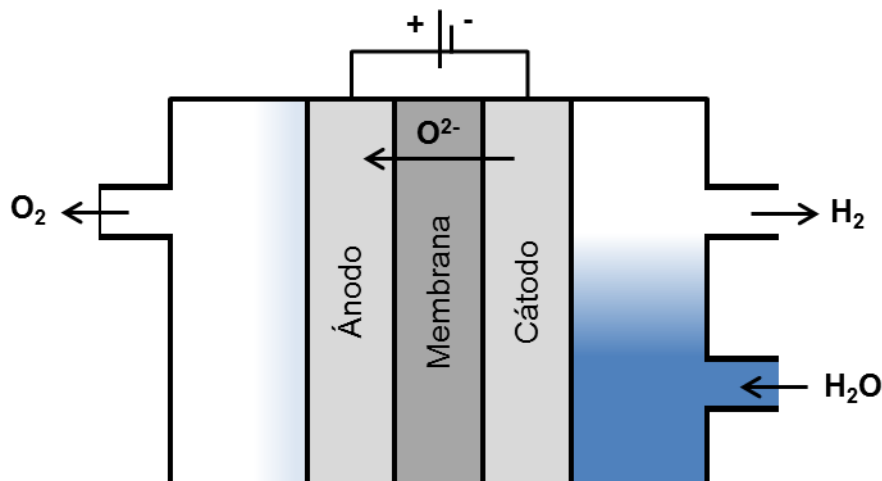
#### 2.1.4 Electrólisis a base de óxidos sólidos (SOEC)

Los sistemas SOEC representan la tecnología de electrólisis del agua menos desarrollada de las tres consideradas en el presente trabajo, sin embargo, en años recientes ha crecido el interés en la tecnología debido principalmente a la posibilidad de reducir significativamente la demanda de energía eléctrica requerida para el proceso de electrólisis en comparación a tecnologías convencionales.

Un diagrama esquemático de los electrolizadores SOEC es representado en la

Figura 11. En las celdas SOEC se usa como electrolito una fina capa de óxido sólido denso que a altas temperaturas se vuelve conductivo para los iones como el de oxígeno.

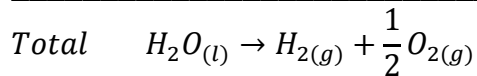
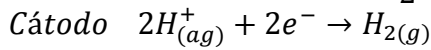
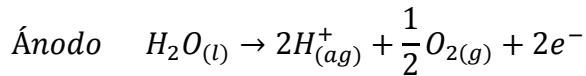
Figura 11. Esquema de operación de los sistemas SOEC



Fuente: Adaptado de Lehner M et al. 0

En los sistemas SOEC el agua ingresa por el lado del cátodo, donde actúa como un reactante con los electrones para separar el agua en iones de oxígeno e hidrógeno. Los iones de oxígeno se mueven hacia el ánodo donde descargan los electrones y se emparejan para producir gas oxígeno. La reacción electroquímica completa es mostrada en la Figura 12.

Figura 12. Reacciones electroquímicas en los sistemas SOEC



Fuente: tomado de Stolden et al. 0

Las celdas individuales en un sistema SOEC pueden tener geometrías muy diferentes y tener configuraciones tanto tubulares como planas. Los sistemas tubulares muestran mayor resistencia mecánica y tiempos más cortos de encendido y apagado en comparación a los sistemas planos. Sin embargo, las configuraciones planas son más usadas debido a su mejor desempeño electroquímico y a su mayor facilidad de fabricación.

Algunas características de operación y desempeño de los sistemas convencionales AEC se encuentran descritos en la Tabla 4.

Tabla 4. Características de operación y desempeño Sistemas SOEC

Parámetro	Rango
Densidad de corriente	300 – 600 mA/cm <sup>2</sup>
Voltaje	1.2 a 1.3 V.
Temperatura de operación	700 a 1000°C.
Presión de operación	Hasta 25 bar
Capacidad de producción	<5 m <sup>3</sup> (s) H <sub>2</sub> /h
Eficiencia	>90%.
Operación dinámica	20 a 100% de la potencia nominal.

Fuente: Autor

Actualmente, muchas unidades SOEC que se encuentran en operación están instaladas en laboratorios con niveles de potencia máximo en el rango de los kW. Es por este motivo que se requieren mejoras significativas en el estado del arte de los componentes del sistema antes de la comercialización de los mismos. El tema más crítico por resolver es la alta tasa de degradación por su operación a altas temperaturas, lo cual puede ser resuelto a partir de una de las siguientes estrategias:

- Estabilización de los materiales que conforman el sistema actualmente.

- Desarrollo de nuevos materiales.
- Bajando la temperatura de operación a valores entre 500 y 700 °C.

La comercialización de sistemas SOEC aún tomará tiempo, aunque debido a sus características únicas seguirá siendo de interés para varios tipos de aplicaciones, las cuales no están limitadas a la producción de hidrógeno. Entre las características particulares que ofrece la tecnología SOEC se encuentran las siguientes:

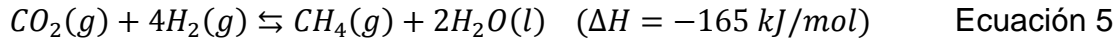
- El potencial de eficiencia es significativamente más elevado comparado con las tecnologías de electrólisis a baja temperatura.
- Si se cuenta con fuentes de calor externa a altas temperaturas se puede obtener una reducción adicional de la energía eléctrica requerida para la operación de los sistemas SOEC, por lo tanto, el costo de energía total para producción de hidrógeno es típicamente más bajo en comparación a las tecnologías de electrólisis a baja temperatura.
- Debido a su temperatura de operación, los sistemas SOEC son dispositivos altamente reversibles, que también pueden ser operados como celdas de combustible, estos equipos son llamados celdas de combustible reversible unificadas.
- Los dispositivos SOEC pueden ser usados para la reducción electroquímica de CO<sub>2</sub> a CO en lugar de producir hidrógeno o junto con éste. Esta característica ofrece la base para un amplio rango de productos sintéticos como combustibles, fertilizantes, solventes y materiales sintéticos.

## **2.2 PROCESO DE METANIZACIÓN**

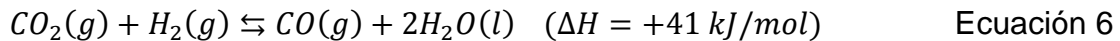
La metanización describe la síntesis química o biológica de metano (CH<sub>4</sub>) a partir de H<sub>2</sub> y CO/CO<sub>2</sub>, aunque para algunos métodos específicos se emplean alternativamente otras fuentes de carbono. Junto con la electrólisis, es el segundo proceso de importancia, aunque opcional, dentro del concepto de Power to Gas.

La metanización ha sido aplicada en la producción de gas natural sintético a partir de la síntesis de gases derivados de carbón o biomasa. Procesos que fueron muy populares en la década de los 70, debido a la crisis del petróleo que incrementó sus precios e hizo posible el desarrollo de estas tecnologías. La purificación del gas en la industria química y petroquímica es otra aplicación del proceso de metanización usada ampliamente. Aunque la metanización se encuentra tecnológicamente desarrollada en estos campos de aplicación, surgen diferencias específicas y desafíos cuando se usa particularmente dentro del concepto Power to Gas.

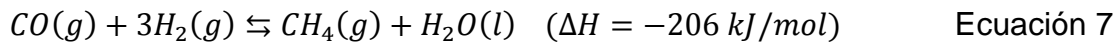
La reacción química de metanización es conocida desde hace más de un siglo y debe el nombre a su descubridor: Paul Sabatier. La reacción Sabatier se describe de la siguiente forma:



La reacción descrita en la Ecuación 5 en realidad ocurre en dos pasos, el primer paso es la reacción endotérmica en la que se realiza una conversión intermedia del  $CO_2$  en  $CO$ :



El segundo paso es la reacción exotérmica en la que finalmente se obtiene el metano:



El proceso de metanización puede ser ejecutado tanto química como biológicamente. Ambos procesos están basados en las mismas reacciones químicas descritas anteriormente, sin embargo, su principio es fundamentalmente diferente. Se debe tener en cuenta que por tratarse de reacciones de equilibrio, además del  $CH_4$ , el gas producido que deja el reactor contiene vapor,  $CO$  y productos no vertidos.

La metanización de  $CO_2$  es favorable termodinámicamente (reacción exergónica), sin embargo, la reducción del átomo de carbono completamente oxidado necesita un catalizador para obtener velocidades de reacción y selectividad aceptables. Las sustancias catalíticas empleadas son generalmente metales pertenecientes a los grupos del Hierro, Cobalto y Níquel. Los procesos de metanización actuales emplean ampliamente catalizadores basados en Níquel, debido principalmente al costo razonable y al desempeño satisfactorio.

En general, para el proceso la conversión completa, la máxima eficiencia obtenible es de aproximadamente 83%, esto debido a que 17% de la energía química del hidrógeno es convertida en calor durante la reacción. Adicionalmente, el proceso de metanización requiere energía eléctrica, principalmente para la compresión de los gases de entrada a la presión de operación deseada, al igual que la compresión del metano producido a los niveles de presión de la tubería, si aplica. Como consecuencia, la eficiencia es fuertemente dependiente de la presión de entrada del hidrógeno y del  $CO_2$ . Dependiendo de la presión de operación, la eficiencia global es estimada entre 75 y 80%.

### 2.2.1 Procesos químicos

El desarrollo del proceso de metanización química de las pasadas décadas puede ser clasificado de la siguiente forma:

Sistemas de dos fases (gases de producto, catalizador sólido):

- Lecho fijo
- Lecho fluidizado

Sistemas de tres fases (gases de producto, portador de calor líquido, catalizador sólido):

- Columna de burbujas (slurry)

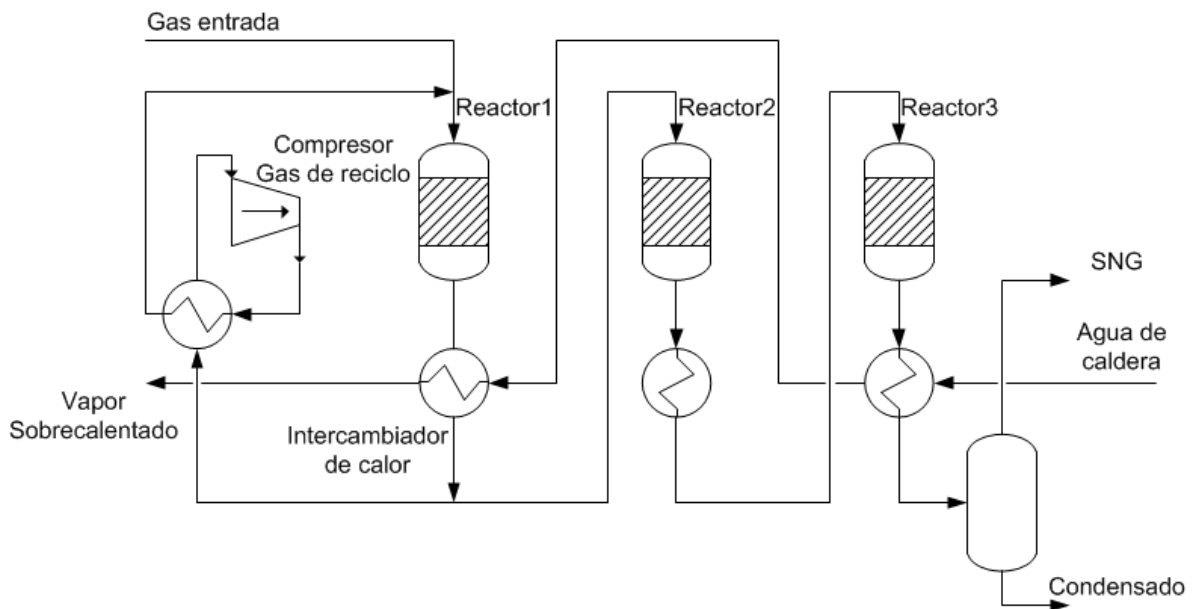
### 2.2.2 Metanización de lecho fijo

Este método utiliza el catalizador en forma de pellets, cuyo tamaño es de apenas unos milímetros, dichos pellets son vertidos aleatoriamente dentro del reactor formando un lecho catalizador homogéneo y estático (fijo). La principal limitante de la tecnología es precisamente la transferencia de masa entre los gases y el catalizador sólido ubicado dentro del reactor. El tiempo de vida promedio de los catalizadores empleados es de 4 años.

El sistema de lecho fijo requiere muy buen control de temperatura debido a que las reacciones son fuertemente exotérmicas, y por lo tanto las temperaturas pueden incrementarse en alrededor de 200°C, dependiendo de la presión de operación. La generación de picos de temperatura localizados (puntos calientes) puede ocasionar el daño del catalizador.

Este método siempre divide la reacción en una cascada de reactores con enfriamiento de los gases, recirculación de gas y recuperación de calor de la reacción entre cada etapa del reactor. En la Figura 13 se encuentra representado en diagramas de flujo básico el proceso TRESP™ (Topsoe Recycle Energy Efficient Methanation Process; marca registrada de Haldor Topsoe AS de Dinamarca). El cual fue desarrollado en 1970 y 1980 como un ciclo de proceso para almacenar y distribuir calor de proceso proveniente de reactores nucleares. Recientemente, este concepto de proceso ha sido adoptado por un proyecto comercial de gasificación de biomasa en Suecia (GoBiGas)0.

Figura 13. Diagrama metanización de lecho fijo - GoBiGas



Fuente: Adaptado de Lehner M at. al. 0

### 2.2.3 Metanización con lecho fluidizado

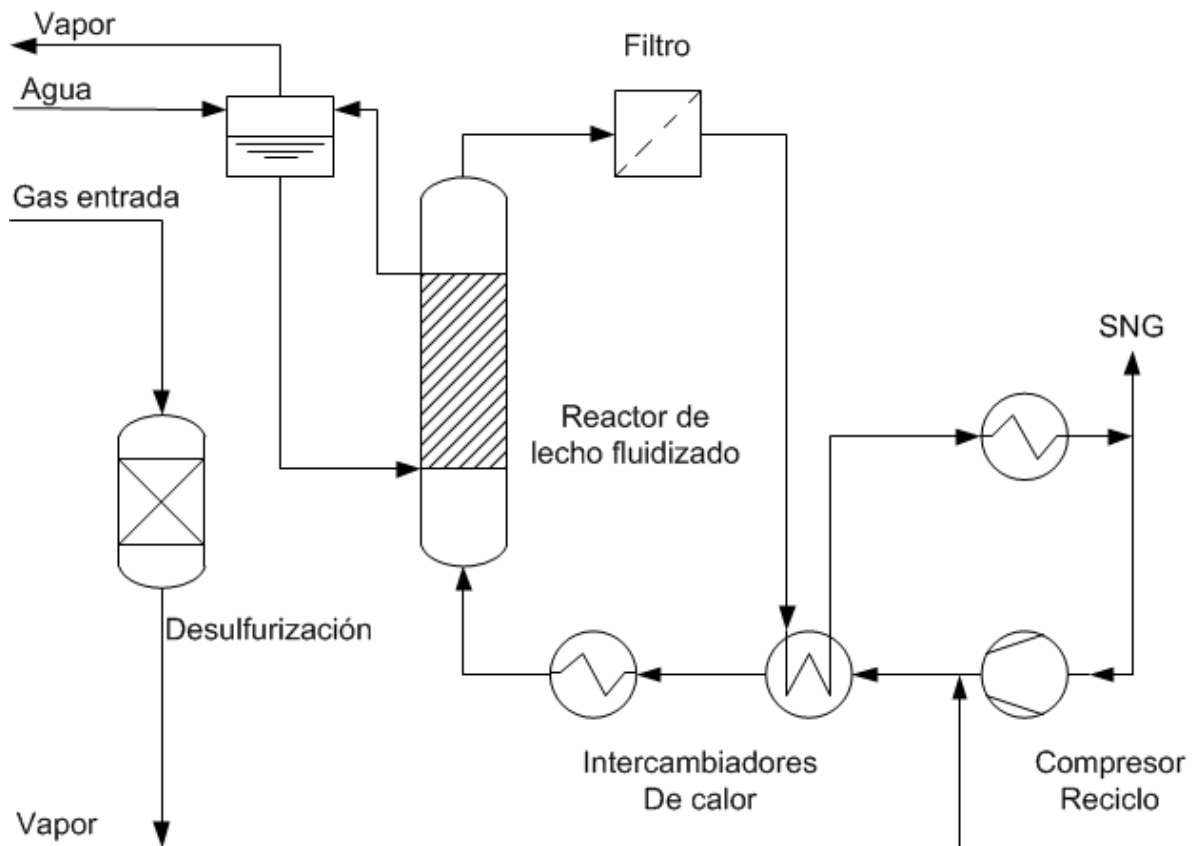
Se caracteriza por un perfil de temperatura aproximadamente isoterma en el reactor, lo cual se logra a partir de la alta turbulencia como resultado de la fluidización de las partículas del catalizador sólido. La fuerza necesaria para la fluidización es aplicada por el gas. Debido a esta característica, el alcance de operación de un lecho fluidizado está limitado a un cierto rango de flujo de gas, lo cual provoca limitaciones en operación con flujo inestable. Adicionalmente, el movimiento de las partículas del catalizador en el lecho fluidizado genera abrasión, tanto en el catalizador como en las partes internas del reactor.

La principal ventaja de este concepto de reactor es que al tener una buena liberación de calor y una alta área de superficie específica del catalizador se evitan los reactores en cascada, y por lo tanto se emplean configuraciones simplificadas comparadas con los sistemas de lecho fijo.

Ejemplos de metanización con lecho fluidizado son los conceptos Comflux desarrollado por Thyssengas y la universidad de Karlsruhe para la producción de SNG a partir de gas de síntesis derivado del carbón Figura 14. Una planta piloto con esta tecnología fue operada en Ruhrchemie Oberhausen con una capacidad de 2000 m<sup>3</sup> SNG/h (20 MW SNG). El proyecto fue parado a mediados de los 80 debido a la disminución en los precios del petróleo. Sin embargo, el proceso Comflux fue nuevamente utilizado por el instituto Paul Scherrer (PSI en inglés, ubicado en Suiza). El cual desarrolló experimentos en 2004 con una unidad de 10 kW<sub>SNG</sub>, cuyo objetivo fue hidrogenar un gas de síntesis obtenido de la biomasa.

Como resultado de las plantas piloto relacionados anteriormente, se observó la rápida desactivación del catalizador a causa de la presencia de componentes azufrados orgánicos. Por este motivo, este sistema cuenta con desulfurización del gas de entrada al metanizador para extender la vida útil del catalizador. El lecho fluidizado fue escalado satisfactoriamente a una planta de 1 MW SNG en Güssing, Austria, y está a plena operación desde finales de 2009.

Figura 14. Diagrama metanización de lecho fluidizado - Comflux



Fuente: adaptado de Lehner M at. al. 0

#### 2.2.4 Metanización por Columnas de Burbujas

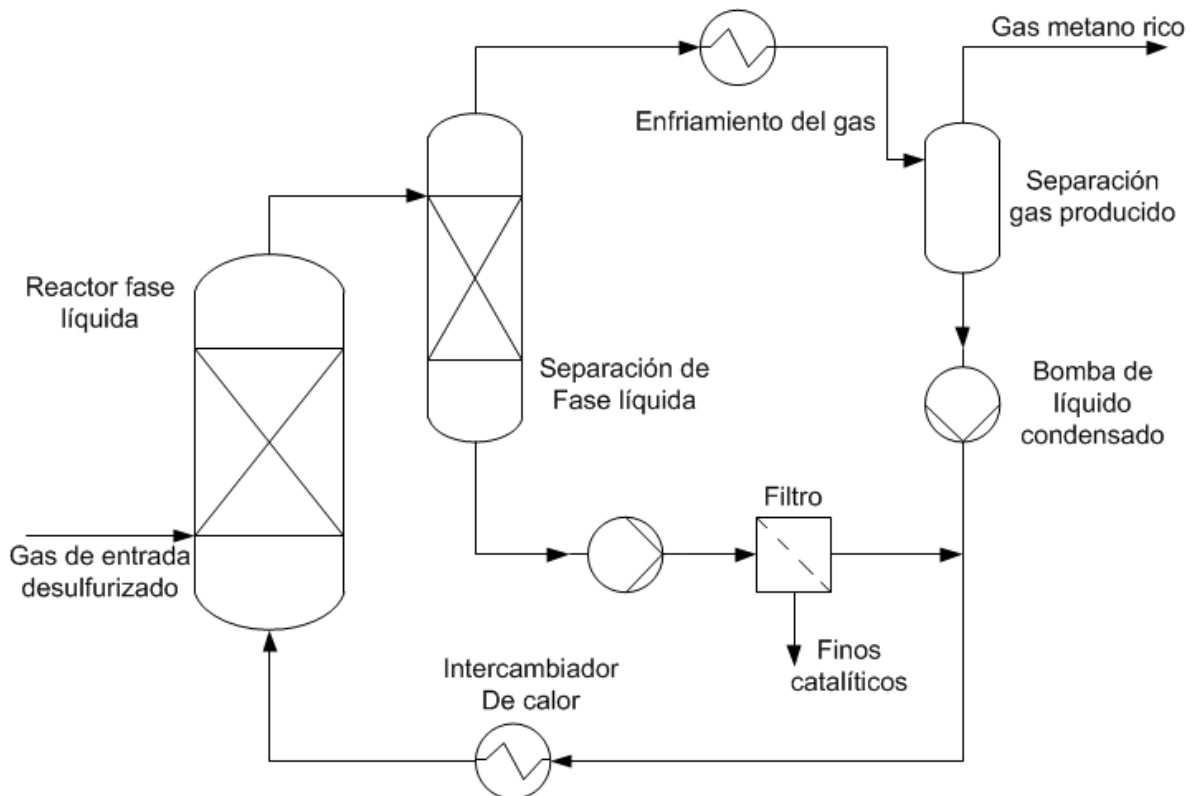
Las columnas de burbujas utilizan el proceso de metanización en un sistema de tres fases: reactantes gaseosos, catalizador sólido y adicionalmente un medio líquido para arrastre de calor.

El diseño original desarrollado por Chem System Inc. en la década de los 70, introduce una fase líquida que favorece la liberación de calor de la reacción

exotérmica y por lo tanto permite un perfil de temperatura isotérmico en el reactor. Adicionalmente, la abrasión del catalizador se reduce en comparación al método con lecho fluidizado Figura 15.

Los primeros diseños emplearon aceite mineral como fluido para transferencia de calor, sin embargo, debido a la poca estabilidad de temperatura en el proceso, el aceite mineral se degrada muy rápidamente. Los nuevos diseños emplean líquidos iónicos en lugar de aceite mineral para realizar el arrastre de calor, estos diseños tienen como objetivo resolver los problemas de carga parcial en el reactor de metanización así como permitir el diseño modular de los mismos. Ambos requerimientos son específicos de las aplicaciones de la metanización en sistemas Power to Gas.

Figura 15. Diagrama metanización - columnas de burbujas – Chem System.



Fuente: Adaptado de Lehner M at. al. 0

### 2.2.5 Procesos biológicos

Como una alternativa a los métodos químicos descritos anteriormente se puede utilizar la bio-catálisis, en donde la metanización del hidrógeno y del dióxido de carbono se realiza por métodos biológicos, en un proceso conocido como biogás, bajo las mismas reacciones descritas para la metanización química. La diferencia con la metanización catalítica radica en el rango de temperaturas usadas para la reacción y el tiempo de respuesta (o tiempo de despliegue). Los procesos metabólicos de tipo biológico de las bacterias y de las arqueas<sup>7</sup> operan a las temperaturas mesófilas (entre 20 y 40 °C) o termófilas (entre 45 y 60 °C), en contraste con los rangos de temperatura usados en la metanización química. Con respecto al tiempo de respuesta, la compañía Electrochaea 0 establece que el sistema puede responder en segundos para menor escala y minutos para plantas de gran escala, esto debido al inventario de volumen de gas. Las bacterias empleadas son capaces de permanecer en reposo por semanas o meses y reaccionar muy rápido cuando el proceso de producción inicia.

La metanización biológica es una tecnología que está ganando mucha importancia debido a características como:

- Temperaturas de operación moderadas, entre 20 y 60°C.
- Operación a presión atmosférica.
- Alta tolerancia a las sustancias contaminantes en el gas de entrada.

La principal desventaja es que los microbios son criaturas que necesitan, además de los gases de entrada, nutrientes como sales que deben ser suministradas dentro del bioreactor.

En la Tabla 5 se resume las propiedades del concepto de metanización descrito en el presente capítulo. Es evidente que todos los procesos descritos tienen sus ventajas y desventajas específicas, aunque solo algunos de ellos han sido implementados a gran escala.

---

<sup>7</sup> Arqueas: son un grupo de microorganismos unicelulares de morfología procariota (sin núcleo ni, en general, organelos membranosos internos), que forman uno de los tres grandes dominios de los seres vivos, y que son diferentes de las bacterias.

Tabla 5. Comparación entre los diferentes conceptos de metanización

Concepto	Metanización química			Metanización biológica
	Lecho fijo	Lecho fluidizado	Columna de burbujas	
Liberación de calor	Muy mala	Buena	Muy buena	Muy buena
Control de calor	Muy mala	Media	Muy buena	Muy buena
Transferencia de masa	Media	Muy buena	Muy mala	Muy mala
Cinética	Buena	Buena	Buena	Media
Flexibilidad de carga	Media	Muy mala	Media	Media
Esfuerzos en el catalizador	Buena	Muy mala	Buena	Muy buena

Fuente: adaptado de Lehner M at. al. 0

## 2.3 PROCESOS PARA CAPTURA DE CO<sub>2</sub>

Adicionalmente al H<sub>2</sub>, el CO<sub>2</sub> es el otro componente importante del proceso de metanización, por lo tanto, obtener CO<sub>2</sub> de manera eficiente y económica es un factor clave en la viabilización de los procesos Power to Gas. Por otro lado, cuando el Gas Natural Sintético se integra con redes existentes, el control en la pureza del CO<sub>2</sub> empleado en la metanización es muy importante, ya que ésta afecta la calidad del gas producido.

Las fuentes principales para la obtención de CO<sub>2</sub> son: captura y almacenamiento de carbón en plantas eléctricas que utilizan combustibles fósiles, biomasa, emisiones de otros procesos industriales y recuperación del aire.

### 2.3.1 Captura y almacenamiento de carbón en producción de electricidad

Considerando el problema climático, la estructura de energía debería en el futuro ajustarse para incrementar lo relacionado con energías renovables y disminuir la dependencia de combustibles fósiles. Durante esta etapa de transición, se debe considerar como alternativa la captura y utilización del CO<sub>2</sub>. Una fuente considerable de CO<sub>2</sub> son las emisiones en las plantas de producción de energía, en donde las tecnologías para captura y almacenamiento pueden ayudar a obtener CO<sub>2</sub> como un subproducto de la producción de electricidad. Dichas tecnologías están

conformadas por cuatro aspectos: captura, compresión, transporte y almacenamiento de CO<sub>2</sub>.

Los métodos comunes para la separación del CO<sub>2</sub> de los gases de combustión son: absorción, adsorción, membranas y fraccionamiento criogénico. De estos métodos se puede obtener una pureza de entre el 95 y 99 %mol, sin embargo, el aspecto relevante es el consumo de energía para poder realizar la separación, lo cual varía entre 100 y 240 kWhel/tCO<sub>2</sub>0.

### 2.3.2 Biomasa

La fuente más directa para la producción de Gas Natural Sintético es usar biomasa como materia prima, la cual está disponible con facilidad en aplicaciones como: residuos agrícolas, biomasa forestal, cultivos energéticos, residuos de la elaboración de alimentos y en algunas fuentes más novedosos como las algas.

Comúnmente se emplean tres conceptos básicos para la conversión de bioenergía a partir de la biomasa: fermentación, gasificación y combustión. Como producto de la fermentación y gasificación se obtiene biogás<sup>8</sup> y biosingas<sup>9</sup> respectivamente. Dependiendo de la fuente de biomasa, la composición del biogas producido puede contener entre 50-70%mol de CH<sub>4</sub> y entre 30 y 50%mol de CO<sub>2</sub>, junto con cantidades menores de vapor de agua, H<sub>2</sub>S, NH<sub>3</sub>, N<sub>2</sub> y O<sub>2</sub>. Para el caso del biosingas, su composición está conformada por 10 a 12%mol de H<sub>2</sub> y entre 10 y 20%mol de CO, la presencia de CH<sub>4</sub> y CO<sub>2</sub> se encuentra inferior al 10% mol.

Teniendo en cuenta los diferentes componentes citados, la captura de CO<sub>2</sub> para integrar estos procesos dentro de los sistemas Power to Gas se puede realizar en diferentes alternativas 0:

- Alternativa 1. En la etapa de fermentación (biogas): después de la deshidratación se pueden emplear diferentes técnicas para separar el CH<sub>4</sub> del biogás con una pureza de hasta el 97%mol lo cual puede permitir la obtención de CO<sub>2</sub> como un subproducto con una pureza del 99%mol.
- Alternativa 2. En la etapa de fermentación (biogas): La mezcla de CH<sub>4</sub> y CO<sub>2</sub> puede ser usada directamente dentro de una unidad de metanización, mejorando la calidad del Gas Natural Sintético hasta obtener una composición superior al 90%mol de CH<sub>4</sub>. Aunque no se obtienen los niveles

---

<sup>8</sup> Biogas: gas producido a partir de las reacciones de biodegradación anaeróbica de biomasa.

<sup>9</sup> Biosingas: gas sintético obtenido a partir de la reacción de biomasa con aire, oxígeno y vapor.

de pureza de la alternativa 1, si es una muy buena opción al evitar la utilización de procesos de separación extra.

- Alternativa 3. En la etapa de gasificación (biosingas): Mediante una reacción denominada de absorción mejorada, el biosingas puede alcanzar composiciones con contenido de H<sub>2</sub> superiores al 60%, dicho gas puede ser convertido directamente en Gas Natural Sintético con composición de CH<sub>4</sub> superior al 90%. Aunque la reacción de absorción tiene un consumo elevado de energía, el alto contenido de H<sub>2</sub> y de CH<sub>4</sub> disponible al final del proceso, puede generar ahorros en procesos adicionales de tratamiento de gas.
- Alternativa 4. En la etapa de gasificación (biosingas): Combustión directa y separación del CO<sub>2</sub> de los productos de la combustión empleando técnicas de absorción química.
- Alternativa 5. En la etapa de combustión de biomasa: Si se realiza combustión de biomasa y carbón, los gases de combustión pueden tener una composición similar a la obtenida en la combustión de biosingas, por tal razón también son aplicables las técnicas de absorción química de CO<sub>2</sub> mencionadas anteriormente.

### 2.3.3 Emisiones en procesos industriales

Adicionalmente al sector de producción de energía, el CO<sub>2</sub> es emitido en muchos procesos industriales, por ejemplo: industrias del cemento y del acero, procesos petroquímicos, industria química y el sector de alimentos.

La concentración de CO<sub>2</sub> en estos procesos es normalmente más alta que en los gases de combustión de las plantas de generación eléctrica, en la Tabla 6 se muestran las emisiones de CO<sub>2</sub> de acuerdo con las principales fuentes mencionadas anteriormente, así como el porcentaje de concentración de CO<sub>2</sub> en los gases emitidos por dichas fuentes.

Tabla 6. Comparación entre los diferentes conceptos de metanización

<b>Sector</b>	<b>Emisiones de CO<sub>2</sub> (Gt)</b>	<b>Concentración de CO<sub>2</sub> en los gases emitidos (%mol)</b>
Acero	1.5	15-27
Cemento	0.93	14-33
Refinería	0.8	3-13
Industria química	0.41	100 en algunos procesos

Fuente: adaptado de Stolden et al. 0

Normalmente, la mayoría del CO<sub>2</sub> contenido en estas fuentes es emitido a la atmósfera debido a que no hay incentivo o requerimiento para almacenarlo. Las técnicas empleadas para la captura del CO<sub>2</sub> a partir de procesos industriales son muy conocidas ya que han sido implementadas por más de 80 años.

#### 2.3.4 Recuperación de CO<sub>2</sub> del aire.

La captura de CO<sub>2</sub> de la atmósfera significa extraer CO<sub>2</sub> a muy bajas concentraciones (aproximadamente 390 ppm) para producir una corriente de CO<sub>2</sub> con concentración elevada.

Existen diferentes tecnologías para la extracción del CO<sub>2</sub> del aire atmosférico, entre ellas, las más relevantes son:

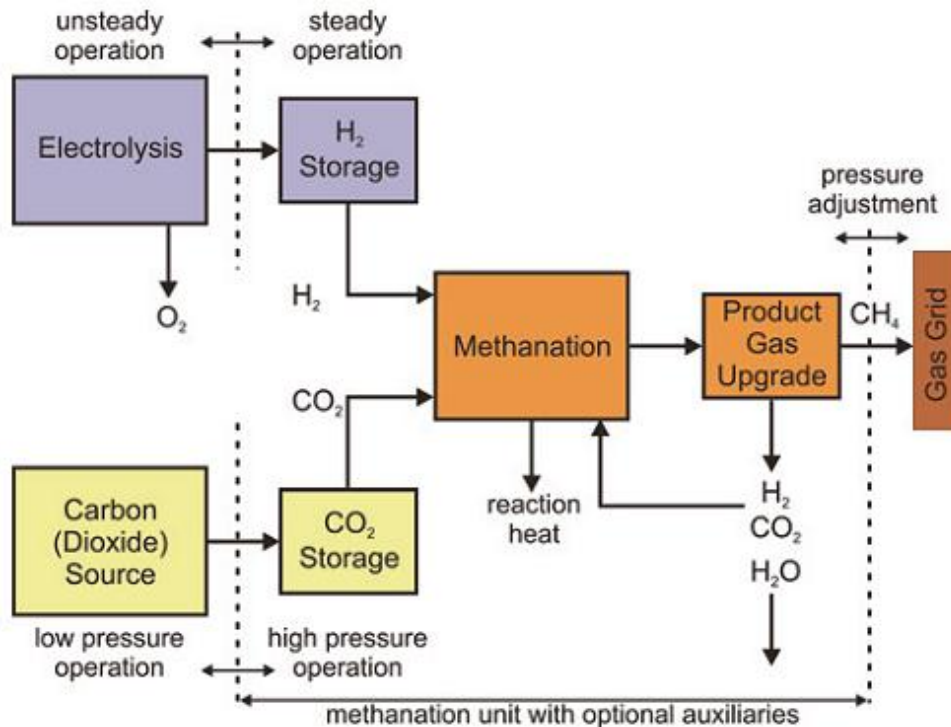
- Adsorción: Usada principalmente para limpieza y acondicionamiento de corrientes de gas, esta técnica tiene su principal inconveniente en que se produce adsorción tanto de CO<sub>2</sub> como de vapor de agua, por tal motivo, su aplicación práctica demanda una cantidad elevada de energía.
- Absorción: Mediante esta técnica el CO<sub>2</sub> reacciona con una solución alcalina como NaOH o KOH, para formar una solución acuosa de carbonato de sodio (Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>), la cual es posteriormente regenerada y secada para obtener el CO<sub>2</sub>.

## 2.4 INTEGRACIÓN DE PROCESOS EN SISTEMAS POWER TO GAS

Los procesos principales dentro de un sistema Power to Gas son la electrólisis y la metanización, sin embargo, hay diferentes procesos auxiliares que se requieren para poder integrar los dos anteriores, entre ellos los siguientes: procesos para captura de CO<sub>2</sub>, procesos para aprovechamiento del calor generado en la metanización y las diferentes alternativas de almacenamiento disponibles, tanto para productos como para reactantes Figura 16.

Las relaciones existentes entre uno y otro proceso están caracterizadas por unas condiciones operativas propias de cada uno, tales como: presiones, temperaturas, estabilidad en la operación, etc. A continuación se describen algunos aspectos importantes de las relaciones entre los principales procesos que conforman el sistema: electrólisis, metanización, captura de CO<sub>2</sub> y almacenamiento.

Figura 16. Diagrama integración de procesos en sistemas Power to Gas



Fuente: tomado de Lehner M at. al. 0

#### 2.4.1 Integración proceso de electrólisis

La unidad de electrólisis es la encargada de suministrar el hidrógeno para el proceso de metanización, la operación de dicho proceso es inestable ya que ésta debe seguir las fluctuaciones de energía eléctrica a la entrada del sistema, por otro lado, la metanización química debe ser operada de manera estable con temperaturas y presiones elevadas. No pueden realizarse ciclos de arranque y de parada muy frecuentes, es decir, que no se deben presentar cambios significativos en la carga del metanizador. La sensibilidad a los cambios de carga depende del concepto del reactor, pero básicamente esta se encuentra limitada Tabla 6. Por tal motivo, la integración de estos dos procesos requiere un almacenamiento de hidrógeno donde la capacidad de almacenamiento depende de las fluctuaciones en la electrólisis y la flexibilidad de carga del proceso de metanización.

Dependiendo del tipo de electrolizador empleado, en algunos sistemas se requiere un proceso adicional de compresión para elevar la presión del hidrógeno a las condiciones del metanizador. Algunos sistemas no requieren esta etapa ya que su característica de operación le permite obtener hidrógeno a alta presión.

Con respecto a la calidad del gas suministrado, en la producción de hidrógeno por electrólisis se pueden obtener purezas de 99.99%, por tal motivo, la composición es un aspecto secundario comparado con el impacto de las fluctuaciones temporales en la producción. Sin embargo, En la Tabla 7 se relacionan los rangos generales de composición del gas obtenido en la electrólisis para el proceso de metanización.

Tabla 7. Calidad de gas de electrólisis necesaria para metanización

<b>Componente</b>	<b>Unidad</b>	<b>Valor para la entrada a metanización</b>
H <sub>2</sub>	%Vol	35-80
CO <sub>2</sub>	%Vol	0-30
CO	%Vol	0-25
CH <sub>4</sub>	%Vol	0-10
N <sub>2</sub>	%Vol	<3
H <sub>2</sub> O	%Vol	0-10
Partículas	mg/m <sup>3</sup> (s)	<0.5
Na, K	mg/m <sup>3</sup> (s)	<1
NH <sub>3</sub> , HCN	mg/m <sup>3</sup> (s)	<0.8
H <sub>2</sub> S	mg/m <sup>3</sup> (s)	<0.4
Halógenos	mg/m <sup>3</sup> (s)	<0.06
m <sup>3</sup> (s): metros cúbicos estándar a 20°C y 0.1 Mpa		

Fuente: adaptado de Lehner M at. al. 0

#### 2.4.2 Integración proceso para captura de CO<sub>2</sub>

Para la integración de los sistemas de captura de CO<sub>2</sub> y los de metanización se deben tener las mismas consideraciones de almacenamiento definidas para el hidrógeno en la integración de los sistemas de electrólisis y metanización. Sin embargo, el almacenamiento intermitente de CO<sub>2</sub> es más sencillo si se compara con el de hidrógeno.

En contraste con la producción de hidrógeno por electrólisis, la captura de CO<sub>2</sub> se realiza casi siempre a presión atmosférica, por lo tanto es necesaria la etapa de compresión para poder integrar este proceso con un proceso de metanización química.

Aparte del costo de captura en sí, para la corriente de CO<sub>2</sub> de entrada a la metanización, es relevante la composición para determinar la presencia de impurezas inertes y ácidas. Desde el punto de vista técnico, la metanización química requiere una calidad de gas mínima, cuyos rangos se especifican en la Tabla 8.

Tabla 8. Calidad de gas de electrólisis necesaria para metanización

<b>Componente</b>	<b>Unidad</b>	<b>Valor para la corriente de CO2</b>
H <sub>2</sub>	%Vol	-
CO <sub>2</sub>	%Vol	0-100
CO	%Vol	0-100
CH <sub>4</sub>	%Vol	0-50
N <sub>2</sub>	%Vol	<15
H <sub>2</sub> O	%Vol	0-50
Partículas	mg/m <sup>3</sup> (s)	<2.5
Na, K	mg/m <sup>3</sup> (s)	<5
NH <sub>3</sub> , HCN	mg/m <sup>3</sup> (s)	<2
H <sub>2</sub> S	mg/m <sup>3</sup> (s)	<2
Halógenos	mg/m <sup>3</sup> (s)	<0.3

m<sup>3</sup>(s): metros cúbicos estándar a 20°C y 0.1 Mpa

Fuente: adaptado de Lehner M at. al. 0

El tiempo de vida del catalizador en el proceso de metanización está influenciado tanto por los mecanismos inherentes al reactor (abrasión, puntos calientes), como por el contenido de contaminantes en las corrientes de gas reactantes, tanto CO<sub>2</sub> como hidrógeno, Tabla 7 y Tabla 8. Con la finalidad de minimizar los esfuerzos en la purificación de los gases reactantes antes de llegar al metanizador, se han desarrollado diferentes investigaciones para identificar nuevas sustancias catalíticas que sean menos sensibles a los contaminantes típicos que se encuentran presentes y que se relacionaron anteriormente.

#### 2.4.3 Integración proceso de metanización

La integración del sistema de metanización dentro de un sistema Power to Gas se debe observar desde diferentes puntos de vista: calidad de gas, condiciones operativas y aprovechamiento energético.

- **Calidad de gas:** Normalmente el gas producido en la metanización requiere tratamientos adicionales para mejorar las especificaciones de calidad del mismo, el objetivo es poder cumplir con las regulaciones existentes para la posible inyección del gas en las redes de transporte y almacenamiento existentes. El uso de reactores multi-etapa en el proceso de metanización permite la obtención de gas con características de calidad muy elevadas y por lo tanto, idealmente solo se requeriría la instalación de una unidad de deshidratación para el tratamiento del gas. Sin embargo, en casos específicos es común el uso de tecnologías conocidas para el tratamiento del gas, como aquellas basadas en membranas.

- Condiciones operativas: Dependiendo del punto de entrada a la red de gas, es posible que se requiera realizar un ajuste de la presión entre la unidad de metanización y la presión local de la red, tanto por compresión como por regulación si el sistema así lo permite.
- Aprovechamiento energético: Debido a la naturaleza exotérmica de la reacción en el metanizador, existe la posibilidad de aprovechar dicha energía en otros procesos dentro del mismo sistema Power to Gas. Uno de ellos es el acoplamiento del calor liberado en la reacción de metanización con el requerimiento de energía térmica para el proceso de captura de CO<sub>2</sub>. De esta forma, es posible mejorar la economía de los sistemas a partir del ahorro de energía, tanto de enfriamiento en la metanización como de calentamiento en la separación del CO<sub>2</sub>.

El aspecto más importante en la integración del proceso de metanización en sistemas Power to Gas es su flexibilidad de operación, ya que cada sistema debe ser adaptado a condiciones específicas de la aplicación: perfil temporal de la energía renovable disponible, fuente de CO<sub>2</sub> y tamaño de la misma, nivel de presión y capacidad de flujo de la red de gas natural. Todos los aspectos mencionados anteriormente pueden influenciar el tamaño de la planta, el diseño del reactor, configuración de la cadena de proceso, entre otros.

### **3 APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA “POWER TO GAS”**

Aunque los diferentes procesos que conforman la tecnología Power to Gas son conocidos hace mucho tiempo, la integración de dichos procesos en un único sistema es relativamente reciente, es por este motivo que las diferentes instalaciones que se encuentran operativas en la actualidad tienen como propósito principal demostrar la validez de métodos y tecnologías particulares en proyectos piloto que buscan mejorar la eficiencia o la escala en la cual se aplican las tecnologías.

No obstante lo anterior, la aplicación de la tecnología Power to Gas no está dirigida exclusivamente a grandes instalaciones y por lo tanto algunos fabricantes se han enfocado en la búsqueda de soluciones compactas para aplicaciones específicas, buscando que el desempeño sea favorable tanto en tamaño como en eficiencia.

A continuación se presentará un resumen tanto de las grandes instalaciones disponibles, como plantas operativas funcionales o simplemente como proyectos piloto, así como también de algunas de las soluciones comerciales disponibles a la fecha para instalación de forma compacta.

#### **3.1 APLICACIONES INDUSTRIALES**

Es de resaltar que si bien las fuentes de energía renovable están presentes en diferentes lugares alrededor del mundo, es en el mercado europeo donde se han desarrollado más ampliamente como alternativa para la independencia energética de los países, por lo tanto, es consecuente con este panorama que la principal base instalada de plantas Power to Gas se encuentre en Europa.

Actualmente hay alrededor de 30 plantas que implementan la tecnología Power to Gas para la obtención de gas combustible a partir del excedente de energías renovables, la mayoría de las cuales se encuentran instaladas en Alemania<sup>0</sup>. En la Tabla 9 se relacionan las plantas principales con las respectivas características técnicas principales: potencia instalada, método empleado para el proceso de electrólisis, principio aplicado para el proceso de metanización y aplicación general de la planta.

Los proyectos Power to Gas relacionados se enfocan tanto en la obtención de hidrógeno como de metano, con una proporción mayoritaria de sistemas para producción de hidrógeno. Como característica particular de los sistemas existentes, es el tipo de carga de energía, mientras los sistemas para producción de hidrógeno cuentan con carga flexible, los sistemas de metano requieren una carga base para su funcionamiento.

Tabla 9. Plantas con tecnología Power to Gas

No.	Proyecto	Lo c.	Potencia [kW]	Proceso electrólisis	Proceso Metaniz.	Aplicación
1	Werlte – Audi AG	DE	6000	Alcalina	Química	Red gas
2	Aragon – IOTHER	ES	4000	Alcalina	n/a	Transporte
3	Falkenhagen – E.On AG	DE	2000	PEM	n/a	n/d
4	Puglia región - INGRID	IT	1200	Alcalina	n/a	Red gas
5	Gratzow – RH2 WIND	DE	1000	Alcalina	n/a	Red gas
6	Graben	DE	1000	n/d	Química	Red gas
7	Sudenburg - Gasunie	DE	1000	Alcalina	n/a	Red gas
8	Hamburg - Vattenfall	DE	900	Alcalina	n/a	Transporte
9	Prenzlau – Enetrage AG	DE	500	Alcalina	n/a	n/d
10	Frankfurt – Thuga ITM	DE	360	PEM	n/a	Red Gas
11	Foulum - Electrochaea	DK	250	PEM	Biológica	Red gas
12	Stuttgart – Solar fuel	DE	250	PEM	Química	Red gas
13	Karlsruhe – HELMETH	DE	200	SOEC	Química	Red gas
14	Xermade - Sotavento	ES	200	Alcalina	n/a	Motor
15	Herten – Evonic Ind.	DE	165	PEM	n/a	Transporte
16	Leverkusen – co2rrect	DE	100	n/d	n/d	n/d
17	Schwandorf - Eucolino	DE	100	n/d	Biológica	Red gas
18	Ibbeburen – CERAM	DE	100	n/d	n/d	Red gas
19	Utsira	NO	50	Alcalina	n/a	Turbina
20	Freiburg – H2Move	DE	40	n/d	n/d	n/d
21	Tahivilla - Hidrolica	ES	40	PEM	n/a	Celdas
22	Stuttgart – Solar fuel	DE	25	PEM	Química	Red gas
23	SamsØ – SamsØ Energy	DK	20	n/d	n/d	n/d
24	Groningen – DNV KEMA	NL	7	PEM	Química	Red gas
25	Berlin	DE	6	n/d	n/d	Red gas
26	Rostock – WTI	DE	3	n/d	n/d	Transporte
27	Dortmund – DWE & DBI	DE	n/d	n/d	n/d	n/d
28	Copenhagen - Haldor	DK	n/d	n/d	n/d	n/d
29	Augsburg – Erdgas	DE	n/d	n/d	Química	n/d
30	France – GdF	FR	n/d	n/d	n/d	Transporte

Fuente: adaptado de DNV KEMA 0

Solo 9 de los 30 proyectos listados corresponden a plantas Power to Gas para la generación de metano, las demás son únicamente para la producción de hidrógeno, algunos de estos proyectos se encuentran en proceso de construcción o en fase de planeación, y es por este motivo que solo se conoce la información genérica al respecto. En la Figura 17 se observa la distribución en Europa de los diferentes proyectos, con Alemania en primer lugar en cuanto a proyectos Power to Gas.

Figura 17. Localización de proyectos Power to Gas en Europa



Fuente: tomado de DNV KEMA 0

Entre los diferentes proyectos listados se destacan dos por su relevancia en el desarrollo de la tecnología, ellos son el proyecto No. 1 planta Werlte-Audi AG y el No. 13 Proyecto HELMETH, los cuales serán descritos con más detalle a continuación.

### 3.1.1 Proyecto en Werlte de Audi AG

El proyecto Werlte corresponde a la planta más grande de Power to Gas para producción de metano, la planta fue desarrollada por Solar Fuel (ahora ETOGAS) para Audi AG y se encuentra localizada en Werlte – Alemania, su inauguración fue en octubre de 2013.

La planta hace parte del programa Audi e-fuels, cuyo objetivo es proporcionar la cuota de combustible requerido para movilizar 1500 vehículos, de la gama Audi A3 g-tron, una distancia de 15000 kilómetros durante un año con una emisión neutra de CO<sub>2</sub>.

Esta planta tiene una capacidad eléctrica de 6.3 MW, produciendo 360 m<sup>3</sup>/h de metano a condiciones normales, el cual es inyectado en la red de distribución local. La fuente de CO<sub>2</sub> empleada para el proceso de metanización es el CO<sub>2</sub> de despojo en una planta de biogás cercana.

### 3.1.2 Proyecto HELMETH

El Instituto de Tecnología de Karlsruhe (Alemania), KIT por su sigla en inglés, es el coordinador de un proyecto cofinanciado por la Unión Europea denominado proyecto HELMETH, que debe su nombre a la sigla en inglés: “Integrated **H**igh-Temperature **E**lectrolysis and **M**ETHanation for Effective Power to Gas Conversion”. Este proyecto tiene una duración estimada de 3 años y un costo de 3.8 millones de euros, inició en abril de 2014 y cuenta con la participación de las siguientes entidades: Karlsruhe Institute of Technology - KIT, Politecnico di Torino, Sunfire GmbH, European Research Institute of Catalysis - ERIC, National Technical University of Athens, Ethos Energy Italia y German Technical and Scientific Association for Gas and Water – DVGW.

El objetivo del proyecto HELMETH es probar el concepto de alta eficiencia para la tecnología Power to Gas empleando metano como medio químico de almacenamiento y mediante la integración térmica de la alta temperatura obtenida en el proceso de electrólisis (tecnología SOEC) con el proceso de metanización. Esta integración térmica balanceando los procesos exotérmicos y endotérmicos es una innovación con un alto potencial como solución de almacenamiento de electricidad renovable más eficiente.

Dentro del proyecto HELMETH se desarrollará un módulo completo Power to Gas presurizado conformado por un módulo de electrólisis de vapor presurizado, el cual se encuentra integrado térmicamente con un módulo de metanización optimizado. El desarrollo del proyecto HELMETH se enfoca en los siguientes objetivos principales:

- Elaborar los escenarios para la factibilidad económica de los procesos Power to Gas.
- Demostrar que es factible técnicamente la obtención de una eficiencia superior al 85% en la conversión de energía eléctrica renovable en metano.
- Demostrar que es una opción factible la conversión de electricidad proveniente de fuentes renovables en un hidrocarburo almacenable mediante electrólisis a alta temperatura (SOEC).

- Probar que la electrólisis a alta temperatura y la metanización pueden ser acopladas e integradas térmicamente para obtener altas eficiencias.

### 3.2 SOLUCIONES COMERCIALES

Diferentes compañías que han participado en el crecimiento de la tecnología Power to Gas, principalmente en la producción de hidrógeno, han capitalizado sus aportes en portafolios de productos que ofrecen unidades paquetizadas, en las cuales se integran los diferentes elementos necesarios para su completo funcionamiento; la mayoría de procesos involucrados corresponden a desarrollos de empresas privadas lo cual restringe la información disponible por tratarse de tecnologías patentadas que otorgan ventajas competitivas a sus desarrolladores.

No obstante lo anterior, a continuación se presenta un recuento de los principales fabricantes que ofrecen soluciones comerciales Power to Gas para la obtención tanto de hidrógeno como de metano.

#### 3.2.1 Etogas

Etogas GmbH es una compañía alemana, antes conocida como Solar Fuel, que diseña y construye proyectos llave en mano para la implementación de la tecnología Power to Gas con la finalidad de convertir energía renovable en hidrógeno o gas natural sintético.

Las plantas desarrolladas se basan en una tecnología propietaria, tanto para los procesos de electrólisis como de metanización; de manera general, los principios básicos empleados por este fabricante son:

- Electrolizador alcalino presurizado, que cuenta con la más alta capacidad de celdas.
- Metanización con reactor de lecho fijo, alta eficiencia en la conversión, hasta 99% de metano, flexibilidad en las fuentes de CO<sub>2</sub>.

Actualmente ofrecen unidades base con capacidades de 1.2 MWeI, las cuales son escalables a 2, 10, 20 y 50 MWeI. Las especificaciones técnicas principales de una unidad base de 1.2 MWeI se resumen en la Tabla 10.

Tabla 10. Especificaciones técnicas unidades Power to Gas - Etogas.

Parámetro	Especificación
Entradas	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Carga eléctrica nominal: 1.2 MWeI</li> </ul>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Rango de la carga eléctrica: 10 a 110%</li> <li>• Conexión: 20 kV AC</li> <li>• Gas de entrada: 62.5 m<sup>3</sup>/h de CO<sub>2</sub> (opcional: entrada de biogás con cantidad equivalente de CO<sub>2</sub>).</li> </ul>
Salidas	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 62.5 m<sup>3</sup>/h de gas natural sintético.</li> <li>• Vapor a 250-300°C (70 bar)</li> <li>• Agua caliente (200 kWth) a 80°C</li> </ul>
Electrólisis	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Electrólisis alcalina a alta presión</li> <li>• Arreglo de 4 celdas con 6000 cm<sup>2</sup> de área para el electrodo activo.</li> </ul>
Metanización	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Reactor de lecho fijo</li> <li>• Sistema de enfriamiento: mezcla agua/vapor a 70 bar.</li> <li>• Gas natural sintético, enfriado y seco.</li> </ul>
Suministro de agua	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Suministro de agua corriente: 350 l/h (desmineralizador de agua incluido).</li> </ul>
Alcance del suministro / requerimientos de instalación	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sistema llave en mano sobre un área de 30x30 m, a un altitud inferior a los 1000 metros sobre el nivel del mar.</li> <li>• Temperatura exterior desde -10°C hasta 40°C.</li> <li>• Contenedor para electrolizador, sistema de calentamiento y enfriamiento, conector de energía, transformador eléctrico, acondicionamiento de gas, tratamiento de agua.</li> <li>• Almacenamiento de H<sub>2</sub>.</li> <li>• Torre de metanización.</li> </ul>

Fuente: adaptado de Etogas 0

### 3.2.2 Sunfire

Otra compañía alemana que desarrolla y comercializa tecnologías para conversión de energía es Sunfire GmbH, cuyo campo de acción promueve el uso de energías renovables para la producción de combustibles sintéticos, no solo gas natural, sino también combustibles líquidos como diésel o keroseno.

Sunfire está desarrollando un proceso Power to Gas técnicamente factible y económicamente viable para la producción de metano sintético sustentable; la clave de dicho proceso es el uso de electrólisis a base de óxidos sólidos (SOEC), la cual se desarrolla a altas temperaturas y con un elevado nivel de eficiencia. Las técnicas requeridas aún están bajo desarrollo, pero cuentan con el potencial para incrementar la eficiencia de alrededor de 55% hasta cerca de 80%.

Aunque en la actualidad Sunfire construye sistemas Power to Gas basados en tecnología de electrólisis de agua existente, con eficiencias de alrededor de 55%, se espera que para 2016 dichos sistemas hayan sido actualizados con las técnicas basadas en procesos de electrólisis SOEC.

En la Tabla 11 se encuentran las especificaciones disponibles para los nuevos sistemas en desarrollo por parte de Sunfire.

Tabla 11. Especificaciones técnicas unidades Power to Gas - Sunfire

<b>Parámetro</b>	<b>Especificación</b>
Entradas	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Carga eléctrica nominal: 312.5 kWel (escalables a MWe)</li> </ul>
Salidas	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 25 m<sup>3</sup>/h de gas natural sintético.</li> </ul>
Electrólisis	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Electrólisis a base de óxidos sólidos (SOEC), electrólisis a alta temperatura.</li> <li>• Temperatura: hasta 800°C</li> <li>• Presión de proceso: hasta 60 bar</li> </ul>
Metanización	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Reactor de lecho fijo</li> <li>• Gas natural sintético, enfriado y seco.</li> </ul>
Suministro de agua	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Suministro de agua corriente: no disponible la especificación</li> </ul>
Alcance del suministro	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Los sistemas Power to Gas comercializados por Sunfire son el resultado de la integración entre diferentes divisiones que permiten de manera modular dar alcance a los requerimientos particulares del cliente: electrólisis, almacenamiento, tratamiento, calentamiento.</li> </ul>

Fuente: adaptado de Sunfire 0

### 3.2.3 Hydrogenics

Entre las compañías líderes a nivel mundial en sistemas de energía basados en hidrógeno se encuentra Hydrogenics, compañía canadiense con operaciones en Alemania y Bélgica, cuenta con más de 60 años de experiencia en el diseño, fabricación, construcción e instalación de sistemas para producción de hidrógeno a nivel industrial y comercial.

Aunque sus aplicaciones principales se basan en el uso final del hidrógeno: estaciones de llenado, celdas de combustible para vehículos y para generación, etc., Hydrogenics es pionera en el uso de la tecnología Power to Gas para el almacenamiento y transporte de energía.

Para la generación de hidrógeno mediante electrólisis, Hydrogenics desarrolló un sistema denominado HySTAT, el cual cuenta con una amplia base instalada alrededor del mundo.

En cuanto a la integración en sistemas Power to Gas para la producción de metano, Hydrogenics está trabajando en la actualidad con las principales empresas de servicios públicos en todo el mundo en proyectos de demostración, preparando el escenario para proyectos a escala comercial. Entre las compañías de servicios con las cuales Hydrogenics ha desarrollado los proyectos de mostrativos son: Gas natural, e-on, enbridge

## **4 PERSPECTIVAS DE LA TECNOLOGÍA “POWER TO GAS”**

La tecnología Power to Gas es radicalmente diferente a las otras técnicas de almacenamiento de energía debido a su capacidad de resolver inconvenientes derivados de la integración de las fuentes de energía renovables en los sistemas de energía existentes, tales como el desbalance entre el suministro y la demanda, así como aspectos asociados al transporte, mediante la conversión de energía eléctrica en una energía almacenable y transportable que pueda ser aplicable en diferentes sectores, P. Ej. Industria química, sector transporte, sector gas o incluso el sector eléctrico. Al hacerlo, se facilita la integración de energías renovables y se contribuye con los objetivos de producción de energía renovable e incluso objetivos de reducción de emisiones en otros sectores.

Teniendo en cuenta las perspectivas de aplicación para los sistemas Power to Gas, recientemente se han establecido programas estratégicos cuya finalidad es el desarrollo futuro de los conceptos relacionados con la implementación de la tecnología, dichos programas cuentan con la participación de diferentes sectores involucrados con la producción, transporte y almacenamiento de energía, lo cual demuestra el interés con respecto al papel que jugarán el Power to Gas en los sistemas de energía futuros.

A continuación se describen algunos de los programas estratégicos que se encuentran actualmente en marcha, así como los impactos esperados de la implementación de sistemas Power to Gas en relación con sistemas energéticos actuales.

### **4.1 PROGRAMAS ESTRATÉGICOS**

Los programas estratégicos relacionados con el desarrollo de sistemas Power to Gas se han generado de manera regional como respuesta a necesidades puntuales, disponibilidad de recursos e incluso estrategias gubernamentales en cuanto al uso de los recursos renovables.

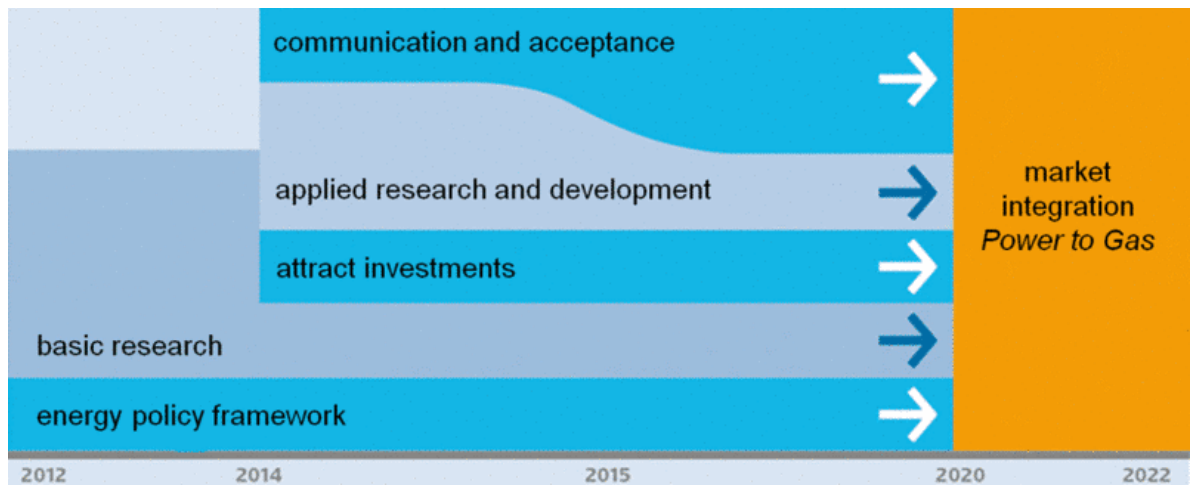
Estos programas tienen en común diferentes aspectos, entre los cuales se destaca que el objetivo final de integración de los mercados energéticos se podría dar después del año 2020 y que en el camino hacia este objetivo se requiere, entre otros, el desarrollo de los siguientes aspectos:

- Investigación básica sobre la tecnología
- Marco político de energía
- Difusión

- Investigación y desarrollo aplicado
- Vinculación de inversionistas

En la Figura 18 se encuentra un modelo de hoja de ruta con las actividades relevantes mencionadas, las cuales deben ser realizadas en el futuro a mediano plazo, 5 años, con la finalidad de lograr el objetivo a partir del año 2020. Se debe aclarar que estas hojas de ruta normalmente se encuentran bajo permanente revisión.

Figura 18. Hoja de ruta programas estratégicos Power to Gas



Fuente: tomado de powertogas.info 0

Tres de los programas principales que se encuentran en marcha son: North Sea Power to Gas Platform, Mediterranean Power to gas Platform y Power to Gas Strategy Platform en Alemania.

#### 4.1.1 North Sea Power to Gas Platform (NSP2G)

NSP2G es un órgano conjunto desarrollado sobre la base de una red integrada de las entidades participantes, en la actualidad está conformada por 11 compañías líderes en Europa en temas de energía: desarrolladores de equipos, centros de investigación y compañías de transporte y distribución de gas, quienes unieron fuerzas para promover el desarrollo del concepto Power to Gas aplicado principalmente a la energía eólica en países alrededor del mar del norte.

El programa es una iniciativa de la compañía de consultoría energética, pruebas y certificación, DNV KEMA; cuenta con la participación de Hydrogenics y Fluxys de Bélgica; Energinet y Maersk Oil de Dinamarca; Alliander, Gasunie y TenneT de

Holanda; ITM Power y National Grid del Reino Unido; y Open Grid Europe de Alemania. Adicionalmente, cuenta con la colaboración del grupo de investigaciones del gas europeo (GERG por su sigla en inglés).

La tecnología Power to Gas es de particular interés para el área del mar del norte ya que su infraestructura para gas, tanto on-shore como off-shore se encuentra muy bien desarrollada. Adicionalmente, la capacidad de generación combinada de todos los campos eólicos offshore en el mar del norte podrían alcanzar los 100 GW para el año 2030.

#### 4.1.2 Mediterranean Power to Gas Platform (MP2G)

El programa MP2G, administrado por DNV KEMA y actualmente en etapa de consolidación, ha sido establecido para el desarrollo de proyectos de almacenamiento de energía en la región del mediterráneo para energía intermitente obtenida de fuentes eólicas y solar, a diferencia de NSP2G que está enfocada únicamente en energía eólica.

La lista de miembros del programa MP2G incluye: EDP y REN de Portugal; Enagas y Gas Natural de España; GDF Suez y TIGF de Francia, Edison Hydrogenics y SNAM de Italia.

#### 4.1.3 Power to Gas Strategy Platform

En Alemania, el gobierno federal ha establecido el curso para lograr un suministro de energía sostenible, y para lograrlo han definido metas como: reducción en al menos 80% las emisiones de gases de efecto invernadero para el año 2050, incrementar hasta 60% la proporción de energía renovable consumida para el año 2050. Dichas metas requieren soluciones técnicas innovadoras que permitan garantizar un suministro seguro y económico de energía.

Es por este motivo que la tecnología Power to Gas se presenta como una solución particularmente prometedora, ya que soporta la integración de energías renovables en sistemas de energía y también contribuye con la reducción de emisiones.

Considerando la atención y el debate generado alrededor de la tecnología Power to Gas, la Agencia de Energía Alemana (Dena por su sigla en alemán), en conjunto con sus más de 20 socios, se encuentra desarrollando un programa denominado "Power to gas Strategy Platform" para soportar el uso y desarrollo de la tecnología Power to gas.

## 4.2 IMPACTOS ESPERADOS

Debido a los objetivos definidos internacionalmente con respecto a sostenibilidad energética, la proporción de fuentes de energía renovable para el suministro de electricidad se incrementará en las próximas décadas, incluso si se considera que los consumos promedio de energía también se incrementarán.

Enfocados en la sostenibilidad de los sistemas de energía y la reducción de la dependencia de combustibles fósiles, se ha visto un incremento en la construcción de turbinas eólicas y plantas de energía fotovoltaica, las cuales generan una serie de desafíos relacionados principalmente con la necesidad de proveer un alto nivel de seguridad en el suministro.

Los sistemas de almacenamiento de energía jugarán un papel importante proporcionando la integración entre fuentes de energía renovables con estructuras de producción volátiles. El almacenamiento de energía, especialmente la energía eléctrica y su disponibilidad en el momento correcto representan el mayor de los desafíos. Es en estas situaciones en las que la tecnología Power to Gas será parte importante en los portafolios de almacenamiento.

El interrogante principal para la implementación de nuevas tecnologías radica en su rentabilidad. Por lo tanto, para cada caso particular es obligatorio realizar un análisis financiero que permita identificar si existen aspectos económicos relevantes que obliguen a realizar desarrollos adicionales para la implementación de la tecnología, tal como es la situación que se está dando con algunos elementos de los sistemas Power to Gas.

En general hay tres aspectos sobre los cuales se espera un impacto significativo con la integración de sistemas de energía empleando la tecnología Power to Gas:

- Solución potencial para el almacenamiento de energía
- Nuevas posibilidades para el transporte de energía
- Desarrollo de redes de energía híbridas.

## 5 CONCLUSIONES

- La tecnología Power to Gas cuenta con el potencial para dar solución a los requerimientos de almacenamiento de energía eléctrica, proveniente principalmente de fuentes de energía renovables, tales como solar o eólica.
- Las técnicas actualmente empleadas para electrólisis y metanización requieren desarrollos adicionales para permitir el mejoramiento global de la eficiencia, de tal forma que el panorama de aplicación para la tecnología Power to Gas sea aún mayor.
- La posibilidad de realizar aprovechamiento energético en las plantas Power to Gas, mediante la integración de otros procesos a las etapas endotérmicas y exotérmicas, electrólisis y metanización respectivamente, representa una alternativa viable de mejoramiento de la eficiencia en plantas existentes con tecnologías actuales.
- Cualquier medida encaminada al aprovechamiento de fuentes de energía renovable, no solo en la generación sino también en el uso y manejo de las mismas, requiere el compromiso de los gobiernos a través de la implementación de políticas favorables para la inversión en dichos procesos.
- El análisis económico y viabilidad técnica para la implementación de un sistema Power to Gas depende particularmente de las condiciones locales de cada requerimiento, es decir, no es posible establecer una regla de análisis para la evaluación de estos proyectos, en su lugar se pueden definir los aspectos que por sus características y desempeño afectan la integración de los diferentes procesos en la implementación de la tecnología Power to Gas, tales como: variación de la carga eléctrica para el proceso, fuente de CO<sub>2</sub> para captura, tecnología de electrólisis, técnica de metanización, requerimientos para el acondicionamiento de calidad en el gas producido, necesidades de compresión y características operacionales de la red o facilidad de almacenamiento.

## 6 RECOMENDACIONES

En etapas posteriores de estudio de la tecnología Power to Gas se recomienda abordar los siguientes temas:

- Modelar los procesos involucrados en la tecnología Power to Gas y su integración para evaluar las capacidades de mejoramiento de eficiencia a través del aprovechamiento energético, de tal forma que se puedan definir los requerimientos operacionales mínimos para su implementación.
- Analizar los aspectos regulatorios del sector de energía con la finalidad de establecer las posibilidades de implementación de la tecnología Power to Gas en Colombia, teniendo en cuenta aspectos como: condiciones de mercado, precios e incentivos en el aprovechamiento y uso de fuentes de energía renovable.
- Realizar un estudio exploratorio sobre el potencial de fuentes de energía renovable en Colombia que puedan requerir el uso de alternativas de almacenamiento como la tecnología Power to Gas, incluyendo la posibilidad de integrar sistemas de Biogas como fuente de carbono para la implementación de dicha tecnología.
- A partir del estudio exploratorio, establecer un escenario real que sirva como modelo de aplicación de la tecnología Power to Gas en Colombia, bajo el cual se puedan definir los aspectos externos que influyen la tecnología permitiendo el desarrollo de un análisis económico para su implementación.

## BIBLIOGRAFÍA

BAJOHR S., GÖTZ M. Development of a methanation process for PtG appliances. EDGaR/DVGW Conference, Arnhem, Feb 7-8, 2013

ELECTROCHAEA. [en línea]  
<http://www.electrochaea.com/> [citado el 5 de marzo de 2015]

ETOGAS. [en línea]  
<http://www.etogas.com> [citado el 5 de marzo de 2015]

GOBIGAS. [en línea]  
<http://gobigas.goteborgenergi.se/En/Start> [citado el 5 de marzo de 2015]

GROND L., SCHULZE P. y HOLSTEIN J. Systems analyses Power to Gas: A technology review. Reporte Final - DVN KEMA Energy & Sustainability, Groningen - 2013.

HYDROGENICS. [en línea]  
<http://www.hydrogenics.com/> [citado el 5 de marzo de 2015]

ITM-POWER. [en línea]  
<http://www.itm-power.com/> [citado el 5 de marzo de 2015]

LEHNER M., TICHLER R., STEINMÜLLER H. Y KOPPE M. Power to Gas: Technology and business Models. Primera Edición. Springer, 2014.

PLANTA P2G AUDI. Comunicado de prensa. [en línea]  
[http://www.audi.com/com/brand/en/company/corporate\\_responsibility/product/audi\\_e-gas\\_new\\_fuel.html](http://www.audi.com/com/brand/en/company/corporate_responsibility/product/audi_e-gas_new_fuel.html) [citado el 5 de marzo de 2015]

PORTAL INFORMATIVO POWER TO GAS [en línea]  
<http://www.powertogas.info/> [citado el 5 de marzo de 2015]

PROYECTO HELMETH. [en línea]  
<http://www.helmeth.eu/> [citado el 5 de marzo de 2015]

PROYECTO NORTHSEA-POWER TO GAS. [en línea]  
<http://www.northseapowertogas.com/> [citado el 5 de marzo de 2015]

STERNER M. Bioenergy and renewable power methane in integrated 100% renewable energy systems. Cap 4. Tesis doctoral – Facultad de Ingeniería eléctrica y ciencias computacionales - Kassel University, 2009.

STOLTEN D., SCHERER V., GRUBE T., ROBINIUS M., ZHAO L., OTTO A., KUMAR B. y WEBER M. Transition to Renewable Energy Systems – Cap 39. Power to gas. Primera edición. Wiley-VCH, 2013.

SUNFIRE. [en línea]  
<http://www.sunfire.de> [citado el 5 de marzo de 2015]