

Posibilidades para la producción de hidrógeno en Venezuela aprovechando el gas natural arrojado a la atmósfera

La producción de hidrógeno en Venezuela, a partir del reformado del gas natural, representa una excelente oportunidad para la obtención de un combustible a un precio competitivo en el mercado internacional, con el beneficio de aprovechar gas natural arrojado a la atmósfera que repercute directamente en el ahorro de emisiones de gases efecto de invernadero

Juan Carlos Rojas Zerpa
Ph.D Energías Renovables y Eficiencia Energética
Profesor Universidad de Los Andes - Venezuela

Las altas concentraciones de gases efecto de invernadero (GEI) como el dióxido de carbono (CO_2), metano (CH_4) y óxido nitroso (N_2O), y los gases contaminantes en la atmósfera terrestre, el agotamiento de las fuentes de energía fósil, el alto consumo de energía y las regulaciones ambientales están contribuyendo al desarrollo de combustibles alternativos limpios (bajos en CO_2), los cuales están caracterizados por ser técnicamente factibles, económicamente competitivos, ambientalmente aceptables y de fácil disponibilidad [1]. Entre los combustibles alternativos se incluyen el biodiesel, metanol, etanol, hidrógeno, boro, gas natural, gas licuado de petróleo, combustibles solares, electricidad y otros combustibles (Fischer-Tropsch) [2].

El hidrógeno (H_2), el cual tiene el mayor contenido de energía específica de todos los combustibles convencionales y es el elemento más abundante en el universo [3], será la principal contribución para el desarrollo sostenible, en vista que, en el futuro este combustible puede ser producido en cantidades ilimitadas usando fuentes de energías renovables (RES) [2]. Debemos tener en cuenta que el futuro mercado del H_2 dependerá básicamente de cuatro factores [4]: su coste de producción, el índice de avance de las tecnologías que usan H_2 , potenciales restricciones a los GEI y el coste de competitividad de los sistemas energéticos. Aunque el hidrógeno puede producirse de diferentes fuentes, el reformado del gas natural (SMR) es la tecnología más implementada, la cual es vista como un importante puente para la producción sostenible del combustible a partir de las fuentes RES y su inserción al mercado de las pilas de combustible [5].

El gas natural es reconocido como el combustible fósil que menor daño ambiental causa. Esto se debe a que es un gas con la más baja relación de carbono, y puede ser usado eficientemente en plantas de turbina de gas de ciclo combinado para la producción de energía eléctrica y calor. Sin embargo, este tipo de planta emite cantidades sustanciales de CO_2 , contribuyendo a incrementar el contenido de GEI en la atmósfera [6]. No obstante, alternativas para la utilización del gas natural sin la liberación de CO_2 a la atmósfera deberían ser desarrolladas. Una posibilidad es convertir el gas natural a hidrógeno [6]. El proceso de reformado con gas natural es conocido como el método de producción de hidrógeno de gran escala [7], además es una de las formas más económicas de producción [8]. Mediante esta tecnología, importantes volúmenes de gas natural arrojado a la atmósfera podría aprovecharse para su conversión en hidrógeno, lo cual dependerá de sus costes asociados y la rentabilidad financiera.

El precio de comercialización del hidrógeno está sujeto a una fuerte variabilidad entre los agentes responsables de tal comercialización. En efecto, el precio del combustible en el cual fue vendido a las industrias de Irán en el año 2007 tuvo una media de 80 \$/kg [9]. De igual manera en España (en 2008), la hidrogenera de Zaragoza vendió H_{2g} a un precio de 12 €/kg (13,2 \$/kg con relación de cambio 1:1,10), mientras que en Alemania (en 2009), específicamente en Berlín los vehículos ripostaron H_{2g} a un precio medio de 8 €/kg (8,8 \$/kg). La proyección de costes a mediano y largo plazo tiende a una reducción significativa del precio final del hidrógeno. Para el año 2017, el Departamento de Energía de Estados Unidos de América (DOE) estima un coste de producción de 0,99 \$/kg-H₂, mientras que para la tecnología de electrólisis se espera un coste de 1,97 \$/kg-H₂ [10]; estos costes no incluyen impuestos ni tampoco la distribución del combustible. Para el año 2020, Tzimas (Comisión Europea) [11] encontró que frente a una significativa reducción del coste de inversión de la tecnología SMR y bajo un coste del gas natural de 0,11 €/Nm³, el coste del hidrógeno podría alcanzar el valor de 0,73 €/kg (0,80 \$/kg). Mientras que con la inclusión de la captura y almacenamiento del carbono, su coste podría ser de 0,83 €/kg (0,91 \$/kg).

Para estimar el coste de producción de hidrógeno en Venezuela, mediante el reformado del gas natural, se propone un modelo lineal que tiene en cuenta el ciclo completo de producción (obtención del gas natural hasta la remoción directa del CO₂), incluyendo la purificación y compresión del hidrógeno. Este modelo está enfocado en un sistema de producción de hidrógeno, cuya planta está localizada a una distancia máxima de 100 km respecto del pozo de gas natural agotado y con un sistema de conducción de H_{2g} de hasta 100 km de distancia. El gas natural de insumo está relacionado directamente con el gas arrojado a la atmósfera, ya sea por venteo y/o por la combustión de dicho recurso (gas quemado).

El modelo de coste total propuesto, siguiendo los modelos de la literatura [11,12,13,14], incluye el coste de producción, coste de la captura, transporte y almacenamiento del carbono, y coste de la recuperación del gas natural (EGR) por el almacenamiento final (inyección) del CO₂. De esta manera, cada módulo incluye los siguientes aspectos: coste anual de inversión en la infraestructura específica, coste anual de los insumos (gas natural y agua) y electricidad, y finalmente el coste anual de operación y mantenimiento. La sumatoria de cada uno de los modelos específicos proporciona el coste total de producción.

La simulación de producción se ha realizado para un periodo de vida útil de 20 años, arrojando valores de referencia para el año 2016. Los resultados preliminares permiten alcanzar unos costes de producción de hidrógeno de 0,45 \$/kg (caso base: sin captura de CO₂ ni EGR); 0,52 \$/kg incluyendo captura y almacenamiento del CO₂ y 0,51 \$/kg con la gestión del CO₂ y EGR. Estos costes son favorablemente competitivos en referencia a las previsiones estimadas para el año 2017 (DOE) y 2020 (Comisión Europea). Una de las razones de estos costes producción se debe al bajo precio de la materia prima e insumos que tienen en el mercado venezolano (costes subsidiados). La producción de hidrógeno con captura y almacenamiento del CO₂ en pozos agotados de gas natural, incluyendo la recuperación del gas (EGR), apenas supone un 13% de incremento respecto al caso base.

En conclusión, en Venezuela, la producción de hidrógeno vía SMR es técnicamente factible, económicamente viable y ambientalmente benigna. La tecnología SMR se considera madura con una tendencia a la disminución de los costes de inversión. Los costes de producción que teóricamente se pueden alcanzar, inferior a 0,6 \$/kg-H₂ en cualquier caso, podrían facilitar una comercialización con excelentes oportunidades de competitividad en el mercado mundial. El aprovechamiento del gas natural arrojado en hidrógeno implica la conversión de un problema ambiental en una solución energética. En efecto Venezuela podría evitar anualmente las emisiones de decenas de millones de toneladas de CO₂equivalente. Además, favorecería la creación de empleos, motorización del sector social, mayor adquisición de divisas, reactivación productiva de los pozos de gas natural agotados, mayor aprovechamiento de la energía primaria, conservación de la energía primaria, mayor seguridad energética y por último un impulso a la economía del hidrógeno.

Referencias bibliográficas

- [1] Meher LC, Sagar DV, Naik SN. Technical aspects of biodiesel production by transesterification review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2006;10:248.
- [2] Balat M. Potential importance of Hydrogen as a future solution to environmental and transportation problems. *International Journal of Energy* 2008;33:4013-29.
- [3] Campen A, Mondal K, Wiltowski T. Separation of hydrogen from syngas using a regenerative system. *International Journal Hydrogen Energy* 2008;33:332.
- [4] Forsberg C. Hydrogen markets: implications for hydrogen production technologies. *Proceedings of American Institute of Chemical Engineers Spring Meeting, Atlanta, Georgia; 2005.*
- [5] Adamson K. Hydrogen from renewable resources-the hundred year commitment. *Energy Policy* 2004;32:1231-42.
- [6] Gaudernack B. Natural gas utilization without CO₂ emissions. *Energy Conversion Management* 1997;38:165-72.
- [7] Tugnoli Alessandro, Landucci G, Cozzani V. Sustainability assessment of hydrogen production. *International Journal of Hydrogen Energy* 2008;33:4345-57.
- [8] Koroneos C, Dompros A, Roumbas G y Moussipoulos N. Life cycle assessment of hydrogen fuel production processes. *International Journal of Hydrogen Energy* 2004;29:1443-50.
- [9] Qadrdan M, Saboohi Y, Shayegan J. A model for investigation of optimal hydrogen pathway and evaluation of environmental impacts of hydrogen supply system. *International Journal of Hydrogen Energy* 2008.
- [10] Schoots K, Ferioli F, Kramer G, Zwaan B. Learning curves for hydrogen production technology: An assessment of observed cost reductions. *International Journal of Hydrogen Energy* 2008;33:2630-45.
- [11] Tzimas E, Peteves S. The impact of carbon sequestration on the production cost of electricity and hydrogen from coal and natural gas technologies in Europe in the medium term. *Energy* 2005;30:2672-89.
- [12] Blok K, Williams R, Katofsky R. Hydrogen production from natural gas, sequestration of recovered CO₂ in depleted gas wells and enhanced natural gas recovery. *Energy* 1997;22:161-68.
- [13] Iaquaniello G, Giacobbe F, Morico B, and Cosenza S. Membrane reforming in converting natural gas to hydrogen: Production cost, Part II. *International Journal of Hydrogen Energy* 2008;33:6595-6601.
- [14] Contreras A, Posso F, Nejat, T. Modeling and simulation of the production using hydroelectric in Venezuela. *International Journal of Hydrogen Energy* 2007;32:1219-24.