

# Proyección al año 2025 para el uso del hidrógeno en el sector transporte del Valle de Aburrá

Projection to 2025 for hydrogen use in the transport sector of Valle de Aburrá

Juan Guillermo Mejía Arango, Carlos Alberto Acevedo Alvarez  
*Facultad de ingenierías, Instituto Tecnológico Metropolitano, Medellín, Colombia*  
 Eduardo.perez@unibague.edu.co

**Resumen**— El objetivo principal consiste en proyectar el costo del hidrógeno para usar en el sector transporte del Valle de Aburrá (Colombia) al 2025. Como metodología se determinan los requerimientos técnicos y energéticos para la producción de hidrógeno. Se elabora un modelo económico para hallar los costos de producción de hidrógeno destinado al sector transporte por medio de las celdas de combustible, finalmente se obtiene el precio del hidrógeno al usuario final al relacionar todas las variables en el modelo. Se encuentra que el precio del hidrógeno es muy sensible a los costos de la energía eléctrica y del gas natural. En conclusión; es posible obtener unos precios competitivos si se adopta una política de fijación de precios de la energía.

**Palabras clave**— Celdas de combustible, electrolizadores, hidrógeno, transporte sostenible.

**Abstract**— The main objective is to project the cost of hydrogen for use in the transportation sector of Aburrá Valley (Colombia) in 2025. How methodology are determined the technical and energetic requirements for the production of hydrogen. An economic model is developed to find the hydrogen production costs destined to the transport sector through fuel cells, finally is obtained the price of hydrogen to the end user to relate all the variables in the model. It is found that the price of hydrogen is very sensitive to the costs of electricity and natural gas. In conclusion, it is possible to obtain competitive pricing if it adopt a policy of pricing power).

**KeyWords** — Celdas de combustible, electrolizadores, hidrógeno, transporte sostenible.

## I. INTRODUCCIÓN

Las celdas de combustible operando con hidrógeno se perfilan como una opción importante para aplicarlas al sector transporte. Con ellas, el impacto al medio ambiente provocado por los combustibles fósiles se reduciría considerablemente, además de dar la posibilidad de obtener mayor eficiencia en el uso de este energético, diversificar el uso de las fuentes

energéticas y tener menor dependencia de los derivados del petróleo. Paralelo al desarrollo de las celdas de combustible, está la producción de hidrógeno que se requiere para su funcionamiento. En este sentido debe disponerse de una infraestructura para la producción, transporte, distribución y almacenamiento de este vector energético.

En la investigación se hace una revisión de las necesidades técnicas y económicas para la producción, transporte, distribución y almacenamiento de hidrógeno, se determinan las principales fuentes energéticas, eficiencias de equipos que producen hidrógeno y los diferentes procesos para su elaboración. Luego se implementa un modelo económico en el cual se relacionan las principales variables para encontrar el costo del hidrógeno al usuario final; costo de la energía requerida para producirlo, la inversión en equipos y la cantidad de vehículos que pueden usarlo.

## II. CONTENIDO

### A. Generalidades

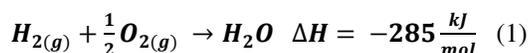
El hidrógeno es el elemento químico más ligero de la naturaleza y forma parte de cerca del 75% de la masa total del universo, siendo el más abundante. En la tabla 1 se puede observar cómo el hidrógeno es el combustible que tiene la mayor energía específica por unidad de masa (125000 kJ/kg) comparado con la gasolina (44500 kJ/kg) y el gas natural (48000 kJ/kg); Sin embargo, trae como desventaja que es el que tiene menor energía específica por unidad de volumen (10400 kJ/m<sup>3</sup>), ocupando mucho mayor espacio que otros combustibles como la gasolina (32000000 kJ/m<sup>3</sup>) y el gas natural (37300 kJ/m<sup>3</sup>) en su almacenamiento [1].

Masa atómica	1,00794	g/mol
Densidad (g)	0,0899	g/l
Densidad (l)	71	g/l
Energía específica	125000	kJ/kg

<b>Energía volumétrica</b>	10400	kJ/m <sup>3</sup>
<b>Energía volumétrica</b>	1510000	kJ/m <sup>3</sup>
<b>Energía volumétrica</b>	8520000	kJ/m <sup>3</sup>
<b>Poder calorífico superior</b>	142,5	MJ/kg
<b>Poder calorífico inferior</b>	120	MJ/kg

Tabla 1. Datos del hidrógeno donde se incluyen sus propiedades energéticas [1].

En un proceso de combustión, el hidrógeno reacciona con oxígeno desprendiendo energía y formando agua. La reacción química que tiene lugar es la que se muestra en (1). Esto indica que por cada 2 gramos de hidrógeno y 16 gramos de oxígeno sometidos a presión constante; se liberan 285 kJ de energía, formándose 18 gramos de agua. De esto se desprende que el poder calorífico superior del hidrógeno es 142,5 MJ/kg y el inferior es de 120 MJ/kg [2].



La materia prima para la producción de hidrógeno proviene principalmente de los combustibles fósiles como: gas, carbón y derivados del petróleo, los recursos renovables como el agua o la biomasa y el sol [3]. Las tecnologías de producción actuales se encaminan a la electrólisis y el reformado de gas natural [4].

#### B. Producción de hidrógeno por electrólisis

En la producción de hidrógeno a partir de la electrólisis; el agua se descompone en hidrógeno y oxígeno al aplicar una descarga de energía eléctrica [2]. Se tienen dos tipos de electrolizadores: el alcalino [5] y el de polímero sólido, el cual puede soportar presiones y temperaturas más altas y se pueden utilizar en aplicaciones estáticas y móviles [6]. El contenido energético de un kilogramo de H<sub>2</sub> es de 39,6 kWh con base en el poder calorífico superior. La máxima eficiencia energética de un electrolizador es cerca del 85% [7]. Así, para una eficiencia del 75% el consumo de energía para producir un kilogramo de H<sub>2</sub> sería aproximadamente 53 kWh.

#### C. Producción de hidrógeno a partir del gas natural

El gas natural es una fuente de producción de hidrógeno a través de los procesos de: reformado del metano con vapor (Steam Methane Reforming-SMR), oxidación parcial y el reformado auto térmico. Estos procesos requieren la inyección de vapor al sistema y utiliza gas natural como materia prima. El reformado con vapor es un proceso endotérmico con eficiencia hasta del 85% (en presencia de un catalizador para acelerar la reacción química) que consiste en hacer reaccionar el metano con vapor de agua a temperaturas altas (entre 700 y 850 °C) y una presión entre 3 y 25 bar (43 a 362 psi) [7] y [8].

#### D. Costos de producción de hidrógeno

El costo de producción de hidrógeno depende principalmente del tipo de tecnología a utilizar, de la eficiencia de conversión de dicha tecnología, de la pureza del hidrógeno a obtener, del costo de la energía primaria necesaria para la producción y del costo de operación y mantenimiento de los procesos de producción.

Cuando el mercado de los electrolizadores alcance su madurez; los costos de los equipos disminuirán considerablemente en la medida que se logren economías de escala y ocurra una producción en serie de los electrolizadores [9]. El costo de producción disminuye pronunciadamente de acuerdo a las unidades comercializadas y el número de vehículos abastecidos por cada estación de suministro. Se espera que el costo de electrolizadores basados en celdas de combustible operando en forma inversa<sup>1</sup> disminuya en alrededor de 125 USD/kW en un periodo de 15 o 20 años (2005 a 2025). El costo de operación y mantenimiento de un sistema electrolizador puede ser del 4% anual del costo de inversión [9].

El costo de los sistemas de producción de hidrógeno por reformado de metano con vapor depende del tipo de producción y de la capacidad instalada. Los costos de sistemas descentralizados son hasta 10 veces más altos que sistemas centralizados. Los costos del sistema reformado del metano con vapor (SMR) disminuyen considerablemente al aumentar la capacidad de producción [8] y [7].

En la Tabla 2 se resumen las tecnologías, fuentes, tipo de producción de hidrógeno y los costos proyectados para el año 2030. Se destaca que los costos de producción serán competitivos a mediano y largo plazo. A partir de los combustibles fósiles se pueden lograr los costos más bajos debido a que la materia prima es de más bajo precio. A partir de la electrólisis, los costos de producción son más altos pero puede ser interesante reevaluarlos teniendo como base el costo de producción de la energía eléctrica en las centrales hidroeléctricas.

Tecnología		Producción	Costo USD/kg
<b>Electrolisis</b>		Descentralizada	1,56 a 3,13
<b>Combustibles fósiles</b>	Gas natural sin captura de CO <sub>2</sub>	Descentralizada	1,25 a 1,88
	Gas natural con captura de CO <sub>2</sub>	Centralizada	0,63 a 0,94
	Gas natural con captura de CO <sub>2</sub>	Centralizada	0,75 a 1
	Gasificación carbón CC	Centralizada	0,88 a 1,25
<b>Disociación del agua a alta temperatura</b>	Nuclear	Centralizada	0,94 a 2,5

<sup>1</sup> La celda de combustible produce energía eléctrica y agua al suministrarle hidrógeno y oxígeno. En algunos tipos de celdas es posible realizar el proceso inverso para obtener hidrógeno, suministrándole agua y energía eléctrica para producir hidrógeno.

	Calentamiento solar	Centralizada	2,5 a 3,75
<b>Biomasa</b>		Centralizada	1,5 a 2

Tabla 2. Costos de producción de hidrógeno para varias tecnologías y fuentes proyectado para 2030 [8].

#### E. Transporte y distribución del hidrógeno

El hidrógeno puede ser distribuido mediante tuberías, barcos, automotores y carro tanques. Típicamente el hidrógeno se distribuye en camiones que lo transportan en estado gaseoso a alta presión o en estado líquido [10]. Los costos de transporte y distribución están en el rango de 5 a 10 USD /GJ de H<sub>2</sub>. El costo de transporte de hidrógeno para la distribución desde las estaciones de suministro es de 1 USD/GJ.

#### F. Transporte de hidrógeno en forma líquida por carro tanque o barco

Transformar el hidrógeno desde estado gaseoso hasta líquido es un proceso costoso. Según la IEA (International Energy Agency) este proceso puede consumir en forma teórica como mínimo 14,3 MJ/kg H<sub>2</sub> (3,97 kWh/kg H<sub>2</sub>). Sin embargo las mejores plantas de producción a gran escala están consumiendo 36 MJ/kg H<sub>2</sub> (10 kWh/kg H<sub>2</sub>) [8].

#### G. Almacenamiento del hidrógeno

Para un vehículo con una autonomía de 100 km, se requiere aproximadamente de 1 kg de hidrógeno que en condiciones normales requiere de un tanque de 12 m<sup>3</sup> o 3175 galones, lo que no es práctico, sin embargo, si se almacena en un tanque a una presión de 2400 psi ocuparía un volumen de 22 galones, y si es líquido ocupa un volumen de 3,78 galones [1].

Para el almacenamiento en forma gaseosa en el rango de 350 a 700 bar y en forma líquida a (- 253°C) se encuentran comercialmente disponibles pero son opciones costosas. Se requiere energía eléctrica para la compresión y la licuefacción que es más del 12 y 35% respectivamente, de la energía contenida en el hidrógeno. En la actualidad la opción más atractiva para el sector transporte es la compresión a 700 bar [8].

La energía teórica para la licuefacción del hidrógeno es de 3,2 kWh/kg pero la energía real actual es de 13 a 14 kWh/kg de H<sub>2</sub>. Así la energía necesaria para producir hidrógeno por electrólisis a 800 bar es de 53 kWh/kg de H<sub>2</sub> y para la producción de hidrógeno líquido es de 64 kWh/kg de H<sub>2</sub>. Esto quiere decir que si el costo de la energía eléctrica es de 5 ¢/kWh (centavos de dólar/ kWh) el costo de del hidrógeno gaseoso sería de 2,65 USD/kg de H<sub>2</sub> y el del líquido de 3,2 USD/kg de H<sub>2</sub> [1].

#### H. Estaciones de suministro

Los costos de las estaciones de suministro dependen de la presión de trabajo, el tipo de presurización del producto y la

capacidad de producción diaria. En 2004 las estaciones de suministro de H<sub>2</sub> conectadas a tuberías pueden requerir una inversión de USD 160000 con capacidad de servicio para 10 vehículos por día y USD 2'000000 para estaciones con capacidad de 300 vehículos por día. Cuando el hidrógeno se produce en la propia estación, los costos pueden ser de USD 340000 y USD 6'500000 respectivamente. La Inversión para estaciones de suministro de H<sub>2</sub> líquido distribuido por carro tanque puede variar entre USD 435000 para una producción diaria de 50 kg H<sub>2</sub>/día y USD 2470000 para una producción de kg H<sub>2</sub>/día [8], [11].

#### I. Costo de energía eléctrica y gas natural en Colombia

El costo de la energía eléctrica y gas natural al consumidor final depende principalmente de los costos de generación, transporte, distribución, comercialización y el tipo de mercado al que pertenece el usuario, distinguiéndose el mercado regulado y el mercado no regulado. Para la energía eléctrica el límite de capacidad o consumo mínimos para pertenecer al mercado no regulado es de 0,1 MW o 55 MWh/mes. En agosto de 2010 una empresa de mercado no regulado pagó por concepto de energía eléctrica un valor de 194 \$/kWh sin contribución y 233 \$/kWh con contribución. Para el mismo periodo, en el mercado regulado en la ciudad de Medellín se tiene una tarifa de \$302/kWh para el estrato 4, los estratos 5 y 6 deben adicionar un 20% por concepto de contribuciones, quedando en \$363/kWh (en la factura de servicios públicos para 2010). Para el gas natural un cliente del mercado no regulado al mes de noviembre de 2010 pagó 641 \$/m<sup>3</sup> sin incluir la contribución.

#### 1. Modelo para simular el costo del hidrógeno producido en Colombia para el 2025.

El modelo y su validación se realizaron sobre un programa en Excel 2010. El modelo tiene en cuenta las siguientes variables:

**Capacidad de producción.** Con base en la proyección de uso en 20 buses y se incrementa tanto en buses como en vehículos pequeños hasta cubrir aproximadamente el 10% de los automotores de este tipo en el Valle de Aburrá (90000 vehículos).

**Datos de Referencia.** En ella se ingresan los principales indicadores utilizados para hacer las evaluaciones de capacidad de los buses, distancia recorrida, consumo de hidrógeno de los automotores, horas de trabajo de electrolizadores, costo específico de electrolizadores, capacidad de los equipos, costo operación y mantenimiento, eficiencia del electrolizador, costo de la energía eléctrica, costo específico de compresores, energía consumida por los compresores, costo de terrenos, impuestos, tasa interna de retorno, vida útil de los equipos, precio del dólar, margen para el productor de hidrógeno, costo del gas natural, costo de transporte y distribución del hidrógeno.

2. Evaluación por electrolisis y evaluación por reformado del Metano con vapor (SMR).

Con las variables anteriores se encuentra el costo final del hidrógeno de acuerdo al tamaño de las plantas y al costo de los energéticos. Para esto se tienen en cuenta tanto los costos fijos como los costos variables. Los costos fijos dependen del costo de los equipos, los cuales son anualizados y luego cargados a cada kilogramo de hidrógeno producido. Los costos variables están ligados básicamente al costo de la energía eléctrica y del gas natural.

#### Los datos de referencia para el modelo son:

**Vida útil de los proyectos:** 20 Años. Se deduce de sensibilidades realizadas a proyectos de características similares [8], [9], [11], [12], [13].

**Consumo de hidrógeno en buses:** 15 kg/100 km [14], [15].

**Consumo de hidrógeno de un auto:** 1 kg/100 km [16].

**Recorrido diario de un bus:** 320 km/día, se toma un recorrido de 20 km por viaje de ida (que está dentro los 33 km de una troncal de Metroplús).

**Recorrido diario de un automóvil:** 55 km/día, se toma el recorrido promedio de un auto de 20.000 km/año [3].

**Horas de trabajo de los electrolizadores:** 16 h/día.

**Costo específico de un electrolizador:** para un equipo de 1000 kW es de 93 USD/kW. Valor encontrado respecto a la tendencia tomada en 2007 y la relación de variación con respecto a 2025 [8], [17].

**Costo operación y mantenimiento de los electrolizadores:** (incluye compresores): 4%. Es un costo estimado en proyectos similares [9].

**Eficiencia del electrolizador:** 80%. Es el promedio entre la existencia actual y la que se puede obtener como máximo, Corriente 75% y máximo 85% [9].

**Costo de la Energía Eléctrica:** 233 \$/kWh. Precio referencia de octubre de 2010 para una empresa del mercado no regulado.

**Costo de los compresores:** 800 USD/kg H<sub>2</sub> [8]. Para sistemas SMR los requerimientos para comprimir son menores, entonces que se aplica un factor de 0.8. Para cada capacidad de producción de hidrógeno se aplica un factor con respecto a la producción base.

**Energía eléctrica del compresor:** 10%. Comprimir de 1 a 800 bar requiere 14% de la energía del H<sub>2</sub>. De 15 a 800 bar consume 7% [8].

**Terreno:** 10%. Porcentaje para aplicar al costo de los equipo. Impuestos: 20%. Porcentaje para aplicar al costo de los equipos por aranceles a las importaciones [18].

**Costo de la instalación:** 20% del costo de los equipos [19].

**Vida útil del proyecto:** 20 Años [8], [9], [12].

**Tasa Interna de Retorno - TIR:** 5% anual: [12], [19], [20].

**Valor de salvamento:** 10% [21].

**Valor del dólar:** 1900 \$/USD.

**Margen productor de hidrógeno por electrolisis:** 20%, adaptado de [21].

**Costo transporte H<sub>2</sub>:** 0,35 USD/kg de H<sub>2</sub> [8].

**Costo de distribución H<sub>2</sub>:** 0,35 USD/kg de H<sub>2</sub>.

#### Variables empleadas en el modelo de cálculo

En la tabla 3 se describen las principales variables involucradas en el modelo desarrollado. En el modelo se desarrollan algoritmos que permiten determinar el consumo de hidrógeno de los vehículos proyectados, las estaciones de servicio requeridas, la potencia y costo de los electrolizadores y sistemas SMR, la inversión en compresores y los costos para la producción de hidrógeno.

Variable	Descripción	Unidades
<b>Consumo de Hidrógeno</b>		
<b>Cbus</b>	Consumo Hidrógeno de flota de buses	kg/día
<b>NB</b>	Número de buses	u
<b>CHB</b>	Consumo de hidrógeno por bus	kg/km
<b>RB</b>	Recorrido diario de un bus	km
<b>Cauto</b>	Consumo hidrógeno de flota autos	kg/día
<b>NA</b>	Número de autos	u
<b>RA</b>	Recorrido diario de un auto	km
<b>CT</b>	Consumo total de hidrógeno	kg/día
<b>Estaciones de suministro de hidrógeno</b>		
<b>ES</b>	Número de estaciones	u
<b>CP</b>	Capacidad de producción/estación	kg/día
<b>ESB</b>	Número de estaciones para buses	u
<b>ESC</b>	Número de estaciones para autos	u
<b>Estaciones de suministro para buses</b>		
<b>ESC</b>	Estaciones de suministro para autos	u
<b>RBE</b>	Relación buses por estación	
<b>RCE</b>	Relación de autos por estación	
<b>VE</b>	Vehículos por cada estación	u
<b>Potencia y costo de electrolizadores</b>		
<b>PE</b>	Potencia de electrolizador	kW
<b>PCS</b>	Poder calorífico superior del hidrógeno (39,6)	kWh/ kg H <sub>2</sub>
<b>FC</b>	Factor de carga	
<b>HF</b>	Horas de funcionamiento del electrolizador	h
<b>CE</b>	Costo del electrolizador	USD
<b>CCE</b>	Costo específico electrolizador	USD/kW
<b>NE</b>	Número de electrolizadores	u
<b>PPE</b>	Potencia por cada electrolizador disponible comercialmente	kW
<b>COM</b>	Costo de operación y mantenimiento anual	USD
<b>CCOMP</b>	Costo de compresores	USD
<b>CEEE</b>	Consumo energía eléctrica electrolizador	kWh/ kg H <sub>2</sub>
<b>EFE</b>	Eficiencia del electrolizador	%
<b>CEEE</b>	Consumo diario de energía eléctrica para producción de hidrógeno	kWh/día
<b>CostEE</b>	Costo de energía eléctrica para la producción de hidrógeno	\$/día
<b>TEE</b>	Tarifa de energía eléctrica	\$/kWh
<b>PPE</b>	Potencia por cada electrolizador disponible comercialmente	kW
<b>COM</b>	Costo de operación y mantenimiento anual	USD

<b>CCOMP</b>	Costo de compresores	USD
<b>CEEE</b>	Consumo energía eléctrica electrolizador	kWh/ kg H <sub>2</sub>
<b>EFE</b>	Eficiencia del electrolizador	%
<b>CEEE</b>	Consumo diario de energía eléctrica para producción de hidrógeno	kWh/día
<b>Costo de instalación, impuesto y terreno</b>		
<b>Costinst</b>	Costo por la instalación de los equipos	USD
<b>Finst</b>	Factor por costo de instalación	
<b>Imp</b>	Impuestos por los equipos	USD
<b>Fimp</b>	Factor impuesto equipos	
<b>Cterr</b>	Costo terreno	USD
<b>Costo de instalación, impuesto y terreno</b>		
<b>Costinst</b>	Costo por la instalación de los equipos	USD
<b>Finst</b>	Factor por costo de instalación	
<b>Imp</b>	Impuestos por los equipos	USD
<b>Fimp</b>	Factor impuesto equipos	
<b>Cterr</b>	Costo terreno	USD
<b>Costo de instalación, impuesto y terreno</b>		
<b>Costinst</b>	Costo por la instalación de los equipos	USD
<b>Finst</b>	Factor por costo de instalación	
<b>Imp</b>	Impuestos por los equipos	USD
<b>Cainstal</b>	Costo anualizado en la inversión de los equipos	USD
<b>Caimp</b>	Costo anualizado en los impuestos	USD
<b>CATerr</b>	Costo anualizado n la inversión en los terrenos	USD
<b>TID</b>	Total inversión día	USD
<b>CFDiario\$</b>	Costos fijos diarios en pesos	\$
<b>VD</b>	Precio del dólar en pesos	\$
<b>CTdía\$</b>	Costos totales día para producción de hidrógeno en pesos	\$
<b>Costo de producción de Hidrógeno</b>		
<b>CosprodH</b>	Costo de producción de hidrógeno	\$/ kg H <sub>2</sub>
<b>2\$</b>		
<b>Mprod\$</b>	Margen para el productor de hidrógeno	\$/ kg H <sub>2</sub>
	Precio de entrega del Hidrógeno	
<b>PH2\$</b>	Precio de entrega del hidrógeno	\$/ kg H <sub>2</sub>
<b>PH2USD</b>	Precio de entrega del hidrógeno	USD/ kg H <sub>2</sub>
<b>PH2USDF</b>	Precio del hidrógeno al usuario final	USD/ kg H <sub>2</sub>
<b>CTT</b>	Costo de transporte del Hidrógeno	USD/ kg H <sub>2</sub>
<b>Cdis</b>	Costo de distribución del hidrógeno	USD/ kg H <sub>2</sub>
<b>Sistema SMR para la producción de Hidrógeno</b>		
<b>PSMR</b>	Potencia sistema SMR	kW
<b>PCSG</b>	Poder calorífico superior	kWh/ kg H <sub>2</sub>
<b>CSMR</b>	Costo Sistema SMR	USD
<b>CESMRF</b>	Costo estimado planta SMR	USD/kW
<b>Fap</b>	Factor de disminución de costos a futuro	
<b>Costo de operación y mantenimiento anual (Sistemas SMR+ Compresores)</b>		
<b>COMSMR</b>	Costo de operación y mantenimiento anual	USD
<b>Costo de operación y mantenimiento anual (Sistemas SMR+ Compresores)</b>		
<b>COMSMR</b>	Costo de operación y mantenimiento anual	USD

<b>Costo de operación y mantenimiento anual (Sistemas SMR+ Compresores)</b>		
<b>COMSMR</b>	Costo de operación y mantenimiento anual	USD
<b>Costo de operación y mantenimiento anual (Sistemas SMR+ Compresores)</b>		
<b>COMSMR</b>	Costo de operación y mantenimiento anual	USD

Tabla 3. Variables involucradas en el modelo para determinar el costo del hidrógeno al usuario final. Fuente: Autores

J. Resultados

1. Proceso de la electrolisis

Para la producción de hidrógeno se toman cinco sensibilidades para una capacidad de producción dada en la Tabla 4 que inicia de una proyección básica de buses y autos hasta alcanzar el 10% de los automotores de este tipo en el Valle de Aburrá. Para los automotores convencionales se considera el consumo medio de un automóvil de un kilogramo de hidrógeno cada 100 km, o 200 kg al año, suponiendo recorridos del orden de 20000 km [3]. En la Figura 1 se observa como el consumo de hidrógeno puede aumentar aceleradamente si ocurren las condiciones de participación de autos estimadas en los casos 4 y 5 teniendo más impacto que la del consumo de buses.

Tipo de vehículo	Caso1	Caso2	Caso3	Caso4	Caso5	u
Buses	20	120	200	400	4272	u
Autos	0	0	24750	49500	85447	u
Consumo de hidrógeno buses	960	5760	9600	19200	205074	kg/día
Consumo de hidrógeno autos	0	0	13562	27123	46820	kg/día
Total consumo	960	5760	23162	46323	251894	kg/día

Tabla 4. Estimación de las necesidades de producción de H<sub>2</sub> para determinar costos de producción en Colombia. Fuente: Autores.

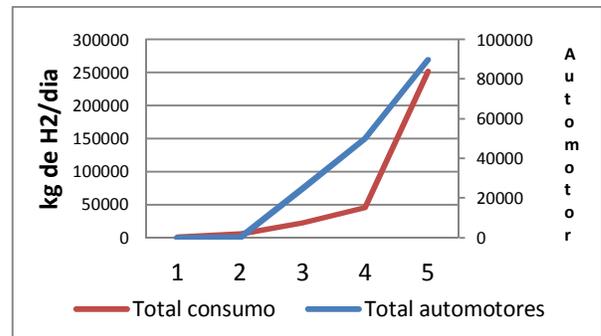


Figura 1. Sensibilidades de consumo de hidrógeno. Fuente: Autores

En la tabla 5 y la Fig. 2 se presentan los costos y la tendencia de estos al usuario final para diferentes capacidades de producción y tarifas de energía eléctrica. Se destaca la

dependencia que tiene el costo del hidrógeno de la tarifa de energía eléctrica.

Tarifa EE	Capacidad de producción (kg H <sub>2</sub> /día)				
\$/kWh	960	5.760	23.162	46.323	251.894
233	8,72	7,29	7,25	7,23	7,20
69	3,18	2,68	2,64	2,61	2,59
50	2,54	2,14	2,11	2,08	2,05

Tabla 5. Costo del H<sub>2</sub> al usuario final producido por electrolisis (USD/kg de H<sub>2</sub>). Fuente: Autores

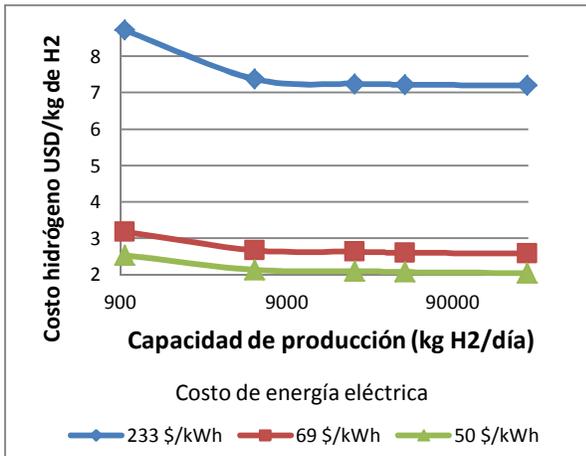


Figura 2. Tendencia del Costo del H<sub>2</sub> al usuario final producido por electrolisis. Fuente: Autores.

En la primera sensibilidad se toma el precio de la energía eléctrica de 0,1165 USD/ kWh (233 \$/kWh), ello se realiza con base en una tarifa negociada para el mercado no regulado en el 2010. Los costos estimados de suministro oscilan entre 8 y 7 USD/kg de H<sub>2</sub> a una presión de 800 bar. Este costo está por encima de los estimativos dados en la Tabla 2, donde se proyectan precios de producción de hidrógeno en forma descentralizada entre 1,56 y 3,13 USD/kg de H<sub>2</sub>. Esto se explica en parte porque el costo de energía eléctrica de 0,1165 USD/kWh (233 \$/kWh) es superior al estimado en Norte América donde se supone de 0,035 USD/kWh (70 \$/kWh). Según se desprende de la formula tarifaria estructurada para Colombia, este precio sería alcanzable únicamente si se evitan los costos de transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica. Estos rubros son responsables por el 60% del costo de la energía eléctrica en el mercado no regulado. Tomando como segunda sensibilidad una producción centralizada en las mismas plantas de generación hidroeléctrica a un precio de mercado de 69 \$/kWh, se obtienen costos de producción del hidrógeno entre 3 y 2 USD/kg de H<sub>2</sub>. Estos son superiores a los valores estipulados en la Tabla 2 para la producción de H<sub>2</sub> centralizada por electrolisis. En este costo se debe adicionar los costos de transporte y distribución de H<sub>2</sub> hasta el usuario final. Los 69 \$/kWh de energía eléctrica representan el costo de mercado del kWh generado pero es superior al costo real de producción resultando el generador doblemente retribuido. Si se toma como costo de generación 50 \$/kWh que es superior al

estimado para el proyecto Hidroituango [22], los costos del H<sub>2</sub> producido en las centrales de generación de energía eléctrica estarían entre de 2,2 y 1,7 USD/kWh. Este valor aunque inferior sigue siendo superior al reportado en la Tabla 2. Lo anterior se explica en parte por que las inversiones en Colombia se ven afectadas por los costos de importación e impuestos.

2. Por reformado de gas natural con vapor

En la tabla 6 y la Fig. 3 se presentan los costos y la tendencia de los costos del hidrógeno al usuario final para diferentes capacidades de producción y tarifas de gas natural. Se destaca la dependencia que tiene el costo del hidrógeno de la tarifa de gas natural y de los niveles de producción.

Tarifa GN	Capacidad de producción (kg H <sub>2</sub> /día)				
\$/m <sup>3</sup>	960	5.760	23.162	46.323	251.894
642	5,67	3,69	3,22	3,07	2,78
450	5,01	3,17	2,71	2,57	2,30
255	4,68	2,98	2,54	2,41	2,16
118	4,21	2,61	2,18	2,06	1,81

Tabla 6. Costo del H<sub>2</sub> al usuario final producido por reformado de metano con vapor SMR (USD/kg de H<sub>2</sub>). Fuente: Autores

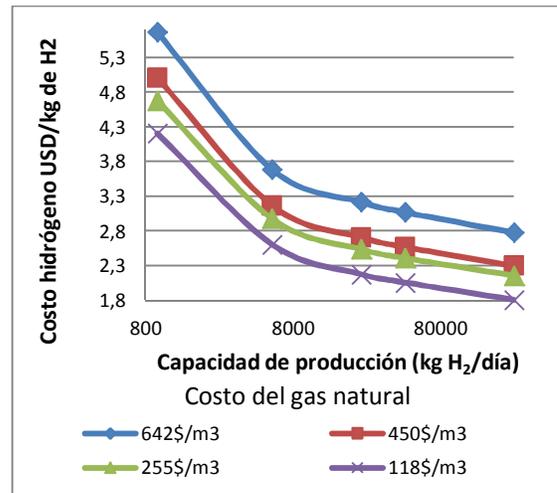


Figura 3. Costo del H<sub>2</sub> al usuario final producido por reformado de metano con vapor SMR. Fuente: Autores

En la primera sensibilidad se toma el precio de la energía eléctrica en 233 \$/kWh, la cual se aplica para el mercado no regulado. El peor de los casos sería la tarifa de gas natural para mercado regulado de 642 \$/m<sup>3</sup>, que corresponde a la tarifa para una residencia del estrato 4 en el mes de noviembre de 2010. En este caso las tarifas del hidrógeno oscilan entre 5,32 USD/kg H<sub>2</sub> para las plantas con menos capacidad de producción y 2,43 USD/kg H<sub>2</sub> para las plantas más grandes.

Comparando estos precios con los obtenidos con el proceso de la electrolisis se observa que son inferiores (8 y 7 USD/kg de

H<sub>2</sub>). Esto ocurre aun conociendo que las inversiones para los sistemas de reformado del metano con vapor (SMR) son más altas que para sistemas por electrolisis proyectados para el año 2025; lo que se puede explicar porque el costo de la inversión con respecto al costo total de producción de hidrógeno no es muy alto.

En la segunda sensibilidad se supone una tarifa para el mercado no regulado de 450 \$/kWh, con ello se obtienen precios para el hidrógeno entre 4,66 y 1,95 USD/kg H<sub>2</sub> que solo sería comparable con la producción de hidrógeno por electrolisis en las centrales hidroeléctricas con grandes niveles de producción. En la tercera sensibilidad se toma el precio de 255 \$/m<sup>3</sup> que es el promedio del gas natural en las centrales termoeléctricas adoptado en plan de abastecimiento para el suministro y transporte de gas natural hasta el año 2018 en Colombia [23]. Como resultado se tienen costos del hidrógeno entre 3,98 y 1,46 USD/kg H<sub>2</sub>. En este caso es menos costoso producir el hidrógeno en bajas cantidades en las centrales hidroeléctricas, pero para grandes cantidades resultaría más económico el producido en las termoeléctricas.

Por último se supone una tarifa en boca de pozo de 118 \$/m<sup>3</sup> tomado de la proyección de demanda de gas natural en Colombia para el periodo 2006 - 2025 [20] encontrándose costos del hidrógeno entre 3,51 y 1,1 USD/kg H<sub>2</sub> conservándose las conclusiones anteriores. Se debe recordar que cuando el hidrógeno sea producido en las centrales termoeléctricas o en lugares cercanos a la boca de pozo; se deben tener en cuenta los costos de transporte y distribución de hidrógeno al usuario final. Estos precios proyectados por la UPME-Unidad de Planeación Minero Energético, fueron revisados en octubre de 2010 encontrándose que en términos reales se ha duplicado el precio de este energético en la última década lo que ocasiona que las estimaciones al año 2025 aumentan considerablemente [24]. El precio promedio en boca de pozo bajo estas consideraciones sería de 366 \$/m<sup>3</sup> de gas natural.

Comparando con las proyecciones internacionales donde se obtuvieron tarifas ente 1,88 y 0,63 USD/kg de H<sub>2</sub> se encuentra que a una tarifa de 642 \$/m<sup>3</sup>; los costos de producción de hidrógeno son mucho más altos en Colombia. Lo que se explica por haber tomado una tarifa de gas natural en Colombia tres veces mayor a la utilizada en proyecciones internacionales. Con tarifas del gas natural a 450 \$/m<sup>3</sup>; el precio del hidrógeno producido en Colombia sigue siendo más alto que el reportado en la Tabla 2, lo que se puede explicar porque aún la tarifa de GN es muy alta (el doble) con respecto a lo utilizado en la proyección internacional y porqué las inversiones en Colombia se ven afectadas por los costos de importación y los impuestos. Cuando la tarifa del gas natural es la correspondiente a las centrales termoeléctricas de 255 \$/m<sup>3</sup> de GN o de 118 \$/m<sup>3</sup> de GN aplicables en boca de pozo; los precios de producción de hidrógeno en Colombia siguen superando los costos proyectados internacionalmente.

## Costo de transporte y distribución del hidrógeno en Colombia

De acuerdo a lo definido anteriormente el hidrógeno se puede distribuir por tuberías o mediante carrotanques. La distribución por tuberías requiere de la fabricación de una infraestructura cuya construcción, operación y mantenimiento es mucho más costosa que la del gas natural y para largas distancias no parece ser económicamente factible en un futuro cercano [1]. De otra forma la planeación y puesta en ejecución de este tipo de proyectos es demorada y no se prevé que para el año 2025 esté implementada en Colombia. Como alternativa al transporte de hidrógeno se cuenta con los carrotanques que en principio lo pueden hacer en forma gaseosa a presiones de 800 bar. Siendo así, los costos de transporte y distribución estimados por la International Energy Agency (IEA) pueden oscilar entre 0,7 y 1,4 USD/kg de H<sub>2</sub> para transporte gaseoso y líquido respectivamente. El solo transporte por carrotanque puede ser de 0,35 USD/kg de H<sub>2</sub>. Si la producción de H<sub>2</sub> se hace en el mismo sitio; solo se debe tener en cuenta el costo adicional de distribución. Cuando la tarifa de la energía eléctrica empleada para los costos de producción de H<sub>2</sub> es la aplicada cuando se ha utilizado toda la infraestructura de transporte y distribución de la energía eléctrica no se incluyen costos de transporte de H<sub>2</sub>. Caso contrario sucede cuando el hidrógeno se produce en las centrales de generación o en lugares cercanos a la boca de pozo de extracción de GN.

### III. CONCLUSIONES

Se requiere de una infraestructura que soporte la producción y distribución de hidrógeno destinado en la atención de parte del sector transporte del Valle de Aburrá. Para el año 2025 se debe contar con una configuración básica compuesta por: electrolizadores y/o sistemas de reformado de Metano con vapor (SMR) para la producción de hidrógeno, carro tanques para la distribución, sistemas de almacenamiento y estaciones de suministro para atender la demanda de los vehículos.

El costo de producción de hidrógeno en Colombia es muy sensible a las tarifas de energía eléctrica y de gas natural y a los volúmenes de producción. Una posible penetración de las celdas de combustible dependerá en gran medida de las políticas tarifarias de energía eléctrica y GN destinados a la producción de hidrógeno. Las sensibilidades realizadas para el gas natural pueden ser más desfavorables si se tiene en cuenta que la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) ha realizado proyecciones donde la tarifa de este combustible prácticamente se duplica. El gas natural también presenta una incertidumbre con el abastecimiento, a diciembre de 2010 no es claro que en Colombia tenga la capacidad de producción requerida para la demanda a partir del año 2018.

Hay una oportunidad para las universidades, la industria y el comercio para impulsar proyectos de investigación y desarrollo para la producción, transporte, almacenamiento y distribución de hidrógeno, especialmente con la obtención del hidrógeno a partir de las energías renovables. Esto se

convierte en una oportunidad de desarrollo económico sostenible para la región al incorporar y desarrollar nueva tecnologías y fortalecer el uso de fuentes energéticas obtenidas del sol, el viento y el agua.

## REFERENCIAS

- [1]. Kruger, P, “*Alternative energy resources, the quest for sustainable energy*”, 1 ed, USA, John Wiley & Sons, 2006.
- [2]. DOE, “2009 Fuel Cell Market Report. Reporte”, U.S. Department of Energy, 2010.
- [3]. Bravo, J, “Hidrógeno y Pilas de Combustible, Estudio de Prospectiva”, Madrid: Fundación OPTI, CIEMAT e INASMET-TECNALIA, 2006. Disponible: <http://www.opti.org>.
- [4]. CE, “Hydrogen energy and fuel Cells a vision of our future directorate-general for energy and transport”, Final report of the high level group, Comunidad Europea, Directorate-General for Energy and Transport, Bélgica.
- [5]. Serrano, J. y Muciño, D., “Producción de hidrógeno por electrólisis del agua con energía eoloelectrónica”. Disponible: [http://132.248.59.12/cu\\_1\\_17/Datos/trabajoGHV.pdf](http://132.248.59.12/cu_1_17/Datos/trabajoGHV.pdf).
- [6]. Soriano Sastre, I. Aplicación de la energía eólica para la producción de hidrógeno mediante electrólisis, Escola Universitària d'Enginyeria Tècnica Industrial de Barcelona, Universitat Politècnica de Catalunya, 2010.
- [7]. Mintz, M., Cost of Some Hydrogen Fuel Infrastructure Options. presentación, Transportation Research Board.
- [8]. IEA, Prospects for hydrogen and fuel cells. E. I. Agency, Ed. Paris, Francia: Stedí Média, 2005.
- [9]. HIRC, Regional markets of RES-fuel cell systems for households. CENER, 2006.
- [10]. Berry G. D., y Aceves, S. M., La economía del hidrógeno como solución al problema de la estabilización del clima mundial. (U. d. Guanajuato, Ed.) *Acta universitaria*, 2006, 16 (1), 5-14)
- [11]. Weinert, J. X. A Near-term Economic Analysis of Hydrogen Fueling Stations. Tesis, Institute of Transportation Studies, UC Davis, 2005.
- [12]. Yang, H., & Zhou, W, Optimal sizing method for stand-alone hybrid solar-wind system with LPSP technology by using genetic algorithm. (Esevier, Ed.), *Solar Energy*, 2008, 354-367.
- [13]. NREL, *Costs of Storing and Transporting Hydrogen*. Técnico, National Renewable Energy Laboratory, Colorado, 1998.
- [14] ABC Digital. (1 de Julio de 2009). *ABC Digital*. Recuperado el 1 de Enero de 2012, disponible: <http://archivo.abc.com.py/2009-07-01/articulos/536140/sao-paulo-presenta-el-primer-autobus-a-hidrogeno-de-america-latina>.
- [15]. RITA. (). *Research and Innovative Technology Administration*. 2003. Recuperado el 19 de Abril de 2011, Disponible: [http://www.bts.gov/publications/national\\_transportation\\_statistics/2003/html/table\\_04\\_15.html](http://www.bts.gov/publications/national_transportation_statistics/2003/html/table_04_15.html)).
- [16]. Honda. (24 de Enero de). *automobiles.honda.com*, 2011, Recuperado el 24 de Enero de 2011, Disponible: <http://automobiles.honda.com/fcx-clarity/drive-fcx-clarity.aspx>).
- [17]. Dantherm, Workshop – Fuel Cell Market. Skive, Denmark, 2008.
- [18] DIAN, «Tabla de Consultas Arancelarias en Colombia,» 2011.
- [19]. Weinert, J. X. *A Near-term Economic Analysis of Hydrogen Fueling Stations*. Tesis, Institute of Transportation Studies, UC Davis, 2005.
- [20]. UPME. *Proyección de demanda gas natural PEN 2006-2025*, Documento, Unidad de Planeación Minero Energética, Bogotá. 2007.
- [21]. Román, L. F, *Manual básico de matemáticas financieras*. Medellín: Instituto Tecnológico Metropolitano, 2009.
- [22]. (Ramírez, E. (). *el Mundo.com*. Recuperado el 09 de 12 de 2010, Disponible: [http://www.elmundo.com/sitio/noticia\\_detalle.php?idcuerpo=1&dscuerpo=Secci%F3n%20A&idseccion=3&dsseccion=Opini%F3n&idnoticia=150983&imagen=051021081038eveliora\\_mirezmartinez.jpg&vl=1&r=noticia\\_detalle.php&idedicion=1766](http://www.elmundo.com/sitio/noticia_detalle.php?idcuerpo=1&dscuerpo=Secci%F3n%20A&idseccion=3&dsseccion=Opini%F3n&idnoticia=150983&imagen=051021081038eveliora_mirezmartinez.jpg&vl=1&r=noticia_detalle.php&idedicion=1766)), 2010
- [23] UPME, Plan de abastecimiento para el suministro y transporte de gas natural (preliminar). Preliminar, Bogotá. 2009.