

COMPORTAMIENTO EN ESCALA DEL COSTO NIVELADO DEL ALMACENAMIENTO DE HIDRÓGENO COMPRIMIDO EN LATINOAMÉRICA

Ernesto Coutsiers^{1,2}, Marcelo Gea³, Ramiro Rodríguez^{1,4}

¹ Calden Consultoría SRL - Av. Padre Mariani 478, Villa Allende (5105), Provincia de Córdoba
www.caldenconsultoria.com +54 351 7000717, ecoutsiers@caldenconsultoria.com

² Facultad de Ciencias Exactas, Universidad Nacional de Salta - Av. Bolivia 5150, Salta (4408), Provincia de Salta - www.exactas.unsa.edu.ar +54 387 4255408, ecoutsiers@exa.unsa.edu.ar

³ Instituto de Investigaciones en Energía No Convencional, Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas, Universidad Nacional de Salta - Av. Bolivia 5150, Salta (4408), Provincia de Salta
www.inenco.unsa.edu.ar +54 387-4255424, geam@unsa.edu.ar

⁴ Facultad de Ciencias Exactas Físicas y Naturales, Universidad Nacional de Córdoba - Av. Vélez Sarsfield 299, Córdoba (5000), Provincia de Córdoba
www.fcefyn.unc.edu.ar +54 351 5353800, ramiro.rodriguez@unc.edu.ar

RESUMEN: En el almacenamiento de hidrógeno es probable que se encuentre una de las principales ventajas comparativas de este combustible, ya que representa la posibilidad de acumular energía proveniente de fuentes renovables no convencionales para, de esta manera, contrarrestar el fenómeno de estacionalidad de generación, facilitar su cadena logística y compensar fluctuaciones de demanda. La forma más desarrollada de almacenamiento de la molécula de hidrógeno en la actualidad es como gas comprimido utilizando: recipientes de presión, tuberías o cavernas. En este trabajo se estudió el comportamiento en escala del costo nivelado de almacenamiento para diversos países de Latinoamérica, utilizando referencias de diferentes escalas y considerando las características particulares de costo del capital, consumos de energía eléctrica, recursos humanos, pérdidas, entre otros aspectos. Como principal resultado se observó la existencia de economía de escala de importancia teniendo como referencia la industria química. El comportamiento ante escala es similar en todos los países analizados. Sin embargo, los costos nivelados de los países presentados se diferencian por el impacto del costo de capital y los costos de energía eléctrica.

Palabras clave: Almacenamiento de Hidrógeno, Hidrógeno Verde, Cadena de Valor de Hidrógeno, Costo nivelado de almacenamiento de hidrógeno.

INTRODUCCIÓN

El almacenamiento de hidrógeno (H₂) se considera una ventaja comparativa en varias aplicaciones debido a sus propiedades fisicoquímicas únicas y la versatilidad en la entrega de energía. Dado que puede producirse a partir de fuentes de energías renovables no convencionales (ERNC), como la solar y la eólica, mediante electrólisis de agua, permite almacenar energía cuando la generación excede la demanda y liberarla cuando sea necesario, lo que contribuye a la estabilización de la red eléctrica y la integración de energías renovables intermitentes. Se utiliza en vehículos de celda de combustible (FCEV), lo que permite una movilidad sostenible al producir cero emisiones locales, con un tiempo de recarga similar al de los vehículos de combustión interna, en contraste con los vehículos eléctricos que dependen de baterías que ostentan tiempos de recarga más largos.

La producción y almacenamiento pueden ser locales, permitiendo la generación y el almacenamiento de energía en áreas remotas o descentralizadas, lo que reduce la dependencia de las redes eléctricas

centralizadas. Además de esta flexibilización que permite integrar las ERNC en los sistemas de energía, el almacenamiento de H₂ es escalable y permite que grandes cantidades de energía sean almacenadas durante períodos prolongados sin sufrir pérdidas significativas, lo que lo hace adecuado para aplicaciones estacionales o para cubrir picos de demanda. A diferencia de algunas opciones de almacenamiento de energía que dependen de ubicaciones geográficas específicas (como embalses para almacenamiento hidroeléctrico), el almacenamiento de H₂ es más flexible en términos de ubicación y puede implementarse en una variedad de entornos. Es por esto por lo que se están estudiando en la actualidad métodos viables para almacenar H₂ en diferentes escalas de tiempo y duración (Papadias & Ahluwalia, 2021).

No obstante, el almacenamiento de H₂ conlleva un desafío (Andersson & Grönkvist, 2019). Al ser la molécula más ligera de todas, el hidrógeno gaseoso tiene una densidad muy baja: 1 kg de hidrógeno gaseoso ocupa más de 11 [m³] en condiciones de temperatura ambiente y presión atmosférica (Ausfelder et al., 2017). Así, para que el almacenamiento de H₂ sea económicamente viable, se debe aumentar su densidad de almacenamiento.

La forma más desarrollada de almacenamiento de H₂ molecular en la actualidad es como gas comprimido, que de acuerdo con su escala, geometría o naturaleza se divide como almacenamiento en:

- i. Recipiente de presión cilíndrico.
- ii. Recipiente de presión esférico.
- iii. Tubería, con sus variantes sobre la superficie o enterradas.
- iv. Cavernas, con sus variantes de acueductos, cavernas de sal, cavernas de roca dura revestida, entre otras variantes.

De acuerdo con las cantidades de H₂ a almacenar, las opciones presentadas se utilizan en el orden dispuesto en la enumeración anterior. De esta manera, pequeñas masas de H₂ se almacenan en tanques cilíndricos presurizados para llegar a grandes escalas de almacenamiento en cavernas.

En este trabajo se estudia el comportamiento en escala del costo nivelado de almacenamiento de hidrógeno (LCHS) para diversos países de Latinoamérica, utilizando referencias de diferentes escalas y considerando las características particulares de costo del capital, consumos de energía eléctrica, recursos humanos, pérdidas, entre otros aspectos.

Las condiciones de contorno empleadas en el desarrollo de este estudio consideran que el suministro eléctrico supuesto, contempla la conexión directa con el generador de renovables. Las presiones a las cuales se comprime el gas, en cada caso de almacenamiento, son las que se toman de las referencias correspondientes con la que resulta el menor LCHS. En la Tabla 1 se presentan los rangos de presiones y las masas considerados en las referencias. Las tasas de costo de capital utilizadas son calculadas en base a la referencia (Coutsiers et al., 2022) y se presentan en la Tabla 2.

METODOLOGÍA

Costo nivelado de almacenamiento de hidrógeno

El costo nivelado de almacenamiento (LCHS) se define con la Ec. (1) tal cual lo indica la referencia (Abdin et al., 2022).

$$LCHS = \frac{C_{CapEx} + \sum_{i=1}^n \frac{C_{OpEx}}{(1+r)^i}}{\sum_{i=1}^n \frac{M_{H_2}}{(1+r)^i}} \quad (1)$$

Donde:

C_{CapEx}: Costos de inversión (conocido como CapEx, del inglés Capital Expenditures).

C_{OpEx} : Costos de operar y mantener (conocido como OpEx, del inglés Operational Expenditures).

M_{H_2} : Masa de hidrógeno almacenada.

r : tasa de costo de capital.

i : año del flujo.

n : horizonte del proyecto.

Los costos de operar y mantener, por su parte pueden desagregarse de acuerdo con la Ec. (2).

$$C_{OpEx} = C_{EI} + C_L + C_{HR} + C_o \quad (2)$$

Donde:

C_{EI} : Costo de electricidad, que incluye la generación, la transmisión y distribución en los casos que aplique.

C_L : Costo de las pérdidas de hidrógeno operativas, tanto en las operaciones de carga y descarga como durante el almacenamiento.

C_{HR} : Costo de los recursos humanos.

C_o : otros costos.

De esta manera, se analizan cada uno de los componentes del costo nivelado como se desagrega a continuación.

Costo de capital

El costo de capital tiene dos componentes, el costo de la inversión y la tasa de costo de capital.

Costo de la inversión

Para el costo de inversión se analizaron 25 alternativas de almacenamiento de diferentes escalas, contenidas en las clases e intervalos que se presentan en la Tabla 1.

Tabla 1: Detalle de las alternativas de almacenamiento analizadas. Fuente: Elaboración Propia.

Tipo de almacenamiento	Rango de capacidad - kg	Rango de presiones consideradas - bar	Referencias
Recipiente de presión cilíndrico	60-1.500	160-845	(Zheng, 2016), (Feng et al., 2016), (Hua et al., 2011), (Tietze et al., 2016)
Recipiente de presión esférico	270-4.682	8-20	(Tietze et al., 2016)
Ducto/Ducto enterrado	1.000-64.714	47-100	(Papadias & Ahluwalia, 2021), (Tietze et al., 2016)
Caverna de sal	20.000-50.000	70-190	(Papadias & Ahluwalia, 2021)
Caverna de roca dura revestida	20.000-50.000	75-300	(Papadias & Ahluwalia, 2021)

En todos los casos se analiza si la inversión considera la compresión y auxiliares de la instalación. En caso de no considerarse la inversión de compresión, se utiliza para valoración lo presentado en la referencia (Amos, 1998) de donde se ajusta la curva presentada en la Fig. 1.

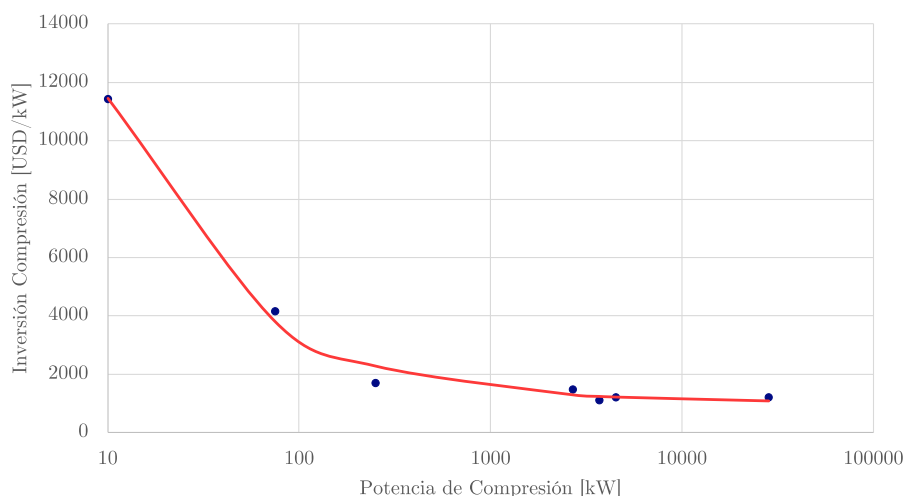


Figura 1: Costo de inversión de compresión en función de la potencia de compresión. Fuente: elaboración propia a partir de la información de la referencia (Amos, 1998).

Los costos del compresor se basan en la cantidad de trabajo realizado por el mismo, que depende de la presión de entrada, la presión de salida y el caudal. De este modo, según (Amos, 1998) y las referencias citadas en ese trabajo en la sección costos de capital del equipo de almacenamiento, los compresores más grandes son varias veces más baratos por unidad que los más pequeños, ya que los costos de capital de los compresores tienen un exponente de tamaño de 0,80. Esta es una medida que se utiliza en análisis de costos y economía para entender cómo cambian los costos de capital a medida que varía el tamaño de los compresores. En otras palabras, a medida que el tamaño de los compresores aumenta, los costos de capital aumentan, pero a una tasa más lenta de lo que se podría esperar si el aumento fuera proporcional. Para los sistemas auxiliares, en el caso que no estuvieran contemplados, se consideraron un 20% de la inversión de compresión, consistente con lo presentado en (Amos, 1998).

El costo de la inversión se compone principalmente de bienes transables internacionalmente. Se incorpora además en este estudio el supuesto de inexistencia de efectos diferenciales entre países de incentivos fiscales al hidrógeno verde (H2V), impuestos internos, aranceles y un impacto global uniforme de los fletes de equipamientos. Así, el costo de la inversión resulta independiente del país de análisis.

Tasa de costo de capital

A diferencia de lo supuesto en el costo de inversión, la tasa de costo de capital es fuertemente dependiente de cada país en análisis. De esta manera se modela utilizando el costo promedio ponderado de capital calculado de acuerdo con el modelo presentado en la referencia (Coutsiers et al., 2022) utilizando valores de cierre de diciembre de 2022. Así, el costo promedio ponderado de capital resulta de acuerdo con lo presentado en la Tabla 2 en sus variantes nominales (en minúsculas), reales (en mayúsculas), antes (*bt*) y después de impuestos (*at*).

Tabla 2: Tasa de costo promedio ponderado de capital resultante para los diferentes países referenciales de Latinoamérica, Fuente: elaboración propia a partir de la metodología de la referencia (Coutsiers et al., 2022)

País	$wacc_{at}$	$WACC_{at}$	$wacc_{bt}$	$WACC_{bt}$
Argentina	18,97%	16,30%	27,10%	24,24%
Brasil	9,17%	6,71%	13,89%	11,33%
Chile	7,19%	4,78%	9,85%	7,38%
Colombia	8,10%	5,67%	11,92%	9,40%
México	8,20%	5,76%	11,71%	9,20%
Perú	7,89%	5,47%	11,19%	8,69%

Es importante destacar en esta instancia que el modelo de cálculo se realizó en términos reales con valoraciones en dólares americanos de diciembre de 2022, todos los valores monetarios consignados en este trabajo se encuentran en esa base salvo indicación explícita. La tasa de costo promedio ponderado de capital utilizada es, en consecuencia, real y se optó por la variante antes de impuestos para considerar este componente de manera implícita ($WACC_{bt}$). Esta dispersión regional en el costo de capital se atribuye al fuerte impacto que genera el riesgo país, para el caso de Argentina.

Costo de la Energía Eléctrica

La energía eólica puede generar electricidad a partir de aerogeneradores ubicados en tierra firme o en el mar y se las denomina *onshore* y *offshore*, respectivamente. Para el costo de la energía eléctrica se consideró en este caso que el almacenamiento se ubica en el lugar de producción del recurso renovable eólico (para el caso de Colombia del resultado de la Ronda 2 complementaria). La generación eléctrica postulada es renovable y los precios utilizados provienen de las referencias (Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), 2020; Renewable Energy Agency, 2022). Estos valores se presentan en la Tabla 3.

Tabla 3: Precios de la energía renovable para diferentes países y fuentes utilizados en este estudio, Fuente: Elaboración propia a partir de las referencias (Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), 2020; Renewable Energy Agency, 2022).

LCOE USD/MWh	Eólico <i>Onshore</i>	Ronda 2019 complementaria
Argentina	74,1	
Brasil	26,4	
Colombia		39,3
Chile	44,0	
México	47,0	
Perú	37,4	

En este trabajo se supone que el resultado diferencial encontrado para el caso de Argentina tomado de las referencias indicadas se debe a lo mencionado anteriormente en referencia al costo de capital.

Otros costos de operación y mantenimiento

Los costos de recursos humanos estimados en la referencia (Papadias & Ahluwalia, 2021), fueron ajustados con paridad de poder de compra de cada país a partir del indicador Big Mac Index de la revista “*The Economist*” que puede encontrarse en la referencia (Statista, 2022).

En el caso de los costos de pérdidas, se utilizaron los niveles de pérdida de H₂, para carga, descarga y almacenamiento, postulados en la referencia (Papadias & Ahluwalia, 2021) y valorados al costo de energía eléctrica a partir de ratios típicos de consumo de electrolizadores, es decir manteniendo un enfoque marginalista. Otros costos de menor impacto también son considerados tal cual fueron presentados en la referencia (Papadias & Ahluwalia, 2021).

En el diagrama de la Fig. 2, se presenta el proceso de modelado, las cajas azules representan los modelos o variables adoptadas de las referencias presentadas y las cajas naranja son las variables y modelos adaptados a la condición de cada uno de los países latinoamericanos de referencia analizados.

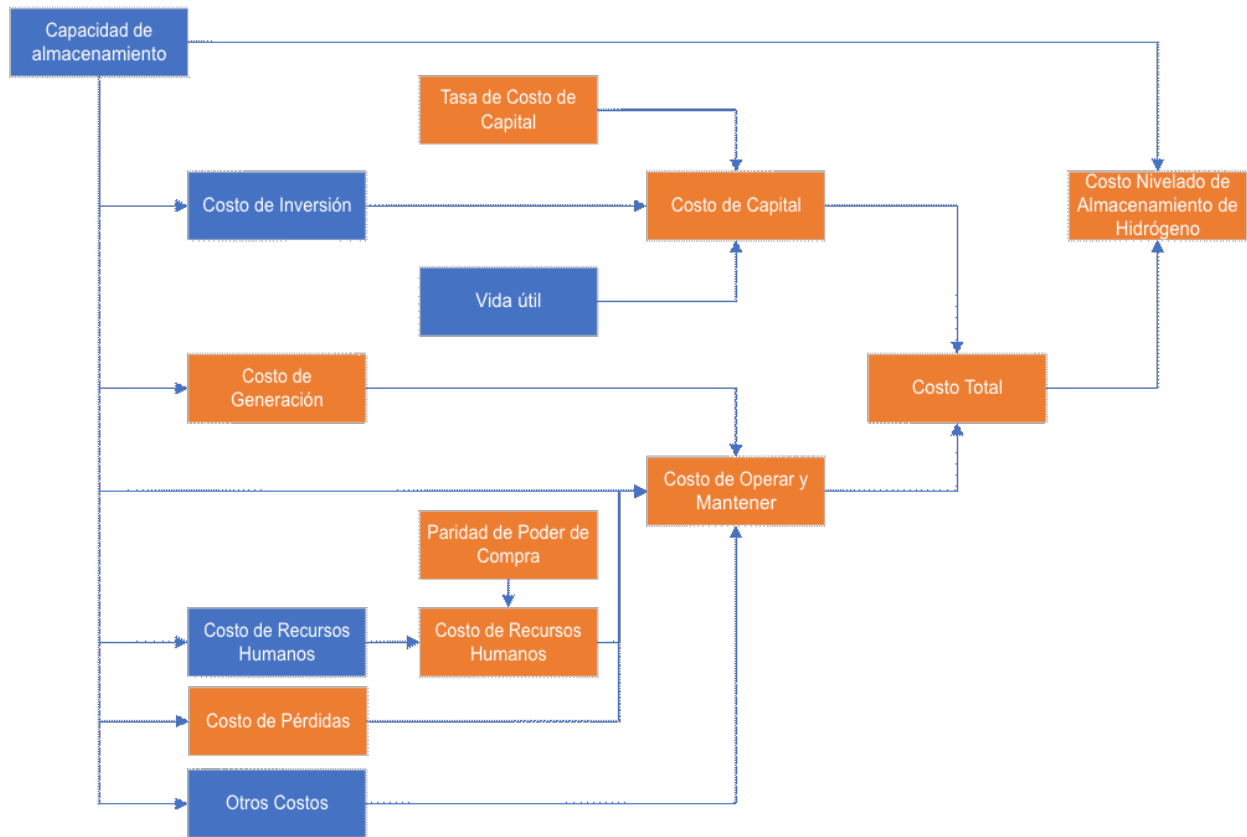


Figura 2: Flujograma del modelo de cálculo del costo nivelado de almacenamiento de hidrógeno, Fuente: elaboración propia.

Economía de escala

Es usual que una unidad de capacidad en una planta grande cueste menos que una unidad de capacidad en una planta pequeña. Esta misma propiedad, conocida como economía de escala, se encuentra en los equipos de proceso. El trabajo de (Berthouex, 1972) y las referencias citadas en el mismo, ilustran este hecho con diagramas log-log de costo por unidad de capacidad vs capacidad y utilizan la Ec. (3) para ajustar la curva de costos:

$$\text{Log}(c) = a - b \text{Log}(Q) \quad (3)$$

Donde:

c = costo por unidad de capacidad.

Q = capacidad de diseño.

a y b son constantes empíricas.

De este modo, para capturar la economía de escala se propuso ajustar el LCHS adaptando la Ec. (3) a la Ec. ecuación (4), con $c = \text{LCHS}$ y $Q = M_{\text{H}_2}$.

$$\text{Log}(\text{LCHS}) = a - b \text{Log}(M_{\text{H}_2}) \quad (4)$$

El valor de $b = 0$ indica que el costo no depende de la escala, $b = 1$ indica una dependencia lineal del costo con la escala y cuando $b > 1$ existen deseconomía de escala. Así, si se cumple la condición $b < 1$, se tienen economías de escala en la tecnología de almacenamiento. De esta manera, en este estudio se analizará el LCHS de diferentes alternativas de almacenamiento de hidrógeno comprimido para luego ajustar los parámetros de la ecuación (4).

RESULTADOS

Los resultados de LCHS para Brasil y Argentina pueden observarse en la Fig. 3:

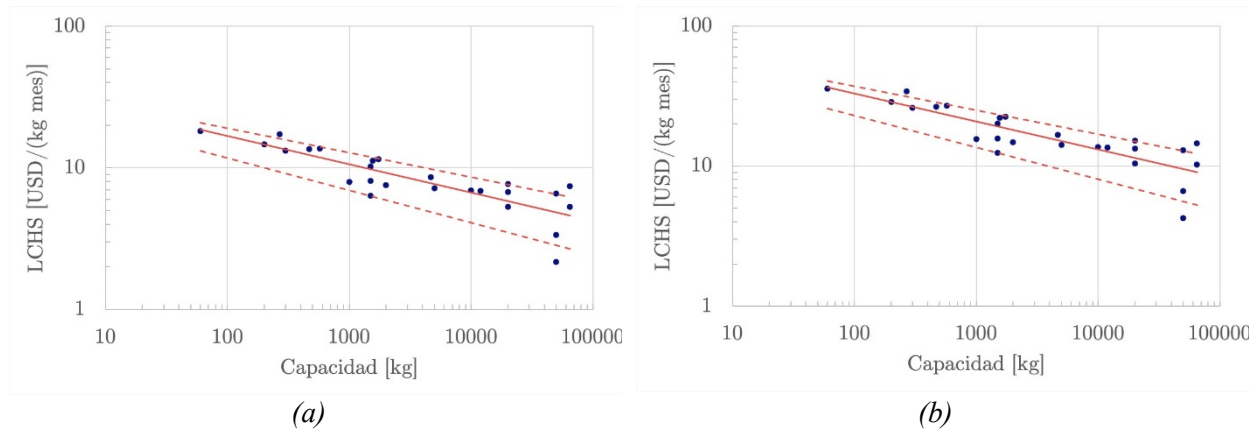


Figura 3: Costo nivelado de almacenamiento de hidrógeno para Brasil (a) y Argentina (b). Se observa también aquí el ajuste y sus bandas de confianza. Fuente: elaboración propia.

Estimando el resultado de los ajustes para los países referenciales de Latinoamérica, se obtiene lo presentado en la Tabla 4.

Tabla 4: Resultado de los parámetros de ajuste a y b juntamente con el indicador de bondad de ajuste r^2 , Fuente: elaboración propia.

	a	b	r^2
Argentina	$1,91 \pm 0,10$	$0,200 \pm 0,027$	0,697
Brasil	$1,62 \pm 0,10$	$0,200 \pm 0,027$	0,696
Chile	$1,48 \pm 0,10$	$0,198 \pm 0,027$	0,700
Colombia	$1,56 \pm 0,10$	$0,199 \pm 0,027$	0,698
México	$1,55 \pm 0,10$	$0,198 \pm 0,027$	0,699
Perú	$1,53 \pm 0,10$	$0,199 \pm 0,027$	0,698

Si se grafican las curvas para los diferentes países de manera comparativa, se obtiene lo presentado en la Fig. 4. Los coeficientes de correlación del orden de 0,7 indican relativa bondad de ajuste y validez del modelo propuesto.

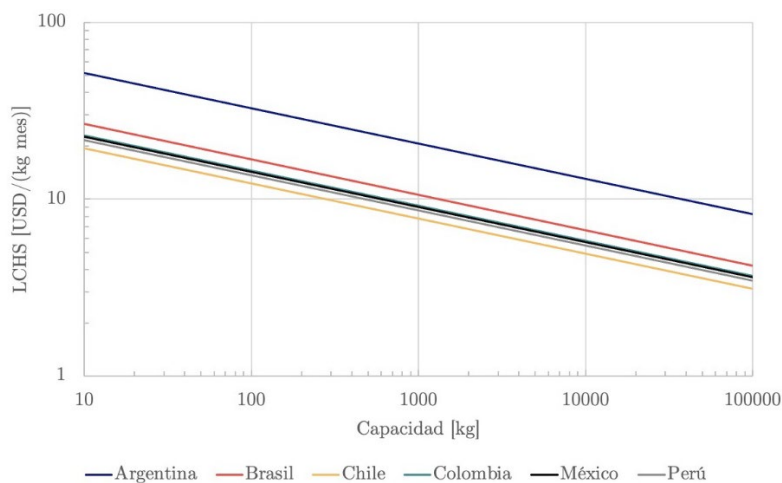


Figura 4: Ajuste de LCHS resultante para los diferentes países referenciales de Latinoamérica para escalas de 10 a 100.000 kg de H_2 , Fuente: elaboración propia.

DISCUSIÓN

Con el fin de estimar la incidencia en el LCHS de los diferentes costos encontrados en los países analizados, se lleva adelante una comparación entre ellos.

Para considerar la variación del costo de inversión en la compresión del H₂ y auxiliares de la instalación, el análisis de la Fig. 1 muestra que en los intervalos comprendidos entre (10 – 100) y (100 – 1.000) kW de potencia de compresión, el costo de inversión disminuye de manera aproximadamente lineal con pendientes $m = -79,5 \text{ USD/kW}^2$ y $m = -1,3 \text{ USD/kW}^2$, respectivamente, mientras que por encima de los 1.000 kW este costo exhibe solo una pequeña variación, lo que indica que la escala en la potencia de compresión es muy significativa en el intervalo (10 – 1.000) kW, situación que se traslada a los sistemas auxiliares.

Para valorar las diferencias en la tasa de costo promedio ponderado de capital antes de impuestos en sus variantes nominales reales, se toman los valores de la Tabla 2, considerando como referencia el menor valor que pertenece a Chile, resultando diferencias porcentuales en escala creciente de 17,75%; 24,66%; 27,37%; 53,52% y 228,46%; correspondientes a Perú, México, Colombia, Brasil y Argentina, respectivamente. Respecto de las diferencias en el LCOE, considerando como referencia el menor valor que pertenece a Brasil, las diferencias en USD/MWh en escala creciente ahora resultan: 41,67%; 48,86%; 66,67%; 78,03% y 180,68%; correspondientes a Perú, Colombia, Chile, México y Argentina, respectivamente. Observando las Figs. 3 y 4, queda de manifiesto que estos costos analizados conducen a las diferencias encontradas en el LCHS en USD/kg/mes, en particular a baja capacidad, aunque la brecha disminuya con la escala.

CONCLUSIONES

En este trabajo se estudió el comportamiento a escala del LCHS para diversos países de Latinoamérica, utilizando referencias de diferentes escalas y considerando las características particulares de costo del capital, consumos de energía eléctrica, recursos humanos y pérdidas, entre otros aspectos. Se observó que, aunque el comportamiento de escala presenta una tendencia similar en todos los países analizados, los LCHS se diferencian por el impacto del costo de capital y los costos de energía eléctrica. Esta diferencia es notable a escalas de capacidad bajas (entre 10 y 10.000 kg) y por encima de los 10.000 kg se empareja, salvo en el caso de Argentina, que muestra una diferencia sustancial debido a los costos más altos que componen el LCHS.

Por otro lado, a partir de los resultados presentados en la Tabla 4 se puede observar la existencia de economía de escala en el LCHS. Dado a que el parámetro b resultante es del orden de 0,2, la economía obtenida con la escala es elevada ya que, de manera referencial, en la industria química se manejan rangos entre 0,5 y 0,9.

Se observa también que la diferencia entre las condiciones de los diversos países analizados se refleja en el parámetro a donde Argentina tiene un mayor valor y se va reduciendo hasta el caso de Chile en otro extremo. Los coeficientes de correlación del orden de 0,7 indican relativa bondad de ajuste y validez del modelo propuesto.

REFERENCIAS

- Abdin, Z., Khalilpour, K., & Catchpole, K. (2022). Projecting the levelized cost of large-scale hydrogen storage for stationary applications. *Energy Conversion and Management*, 270, <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.116241>
- Amos, W, A, (1998). Costs of Storing and Transporting Hydrogen. <http://www.doe.gov/bridge/home.html>
- Berthouex, P, M. (1972). Evaluating Economy of Scale. In *Journal (Water Pollution Control Federation)* (Vol, 44, Issue 11). <http://www.jstor.org>. URL: <http://www.jstor.org/stable/25037656>.

- Coutsiers, E., Gea, M., & Rodríguez, R. (2022). Estimación de la tasa de costo de capital para proyectos de energía renovable en Latinoamérica. *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente – AVERMA*, 26, 369–380.
- Feng, Z., Wang, Y., Lim, Y. C., Chen, J., Gibson, B., Manager, D., & Rustagi, N. (2016). Steel Concrete Composite Vessel for 875 bar Stationary Hydrogen Storage; DOE Hydrogen and Fuel Cells Program FY 2016 Annual Progress Report.
- Hua, T. Q., Ahluwalia, R. K., Peng, J. K., Kromer, M., Lasher, S., McKenney, K., Law, K., & Sinha, J. (2011). Technical assessment of compressed hydrogen storage tank systems for automotive applications. *International Journal of Hydrogen Energy*, 36(4), 3037–3049, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2010.11.090>.
- Organización Latinoamericana de Energía (OLADE). (2020). Procesos competitivos para el financiamiento de proyectos de energías renovables. www.olade.org.
- Papadías, D., & Ahluwalia, R. K. (2021). Bulk storage of hydrogen. *International Journal of Hydrogen Energy*, 46(70), 34527–34541. <https://doi.org/10.1016/J.IJHYDENE.2021.08.028>.
- Renewable Energy Agency. I. (2022). Renewable power generation costs in 2021, www.irena.org
- Statista, (2022). Prices for a Big Mac in selected Latin American countries as of July 2022, by country (in US, dollars). <https://www.statista.com/statistics/869048/big-mac-price-index-latin-america-country/>.
- Tietze, V., Luhr, S., & Stolten, D. (2016). *Hydrogen Science and Engineering: Materials, Processes, Systems and Technology*. <https://doi.org/10.1002/9783527674268.ch27>.
- Zheng, J. (2016). Research State of the Art and Knowledge Gaps in High Pressure Hydrogen Storage. https://hysafe.info/wp-content/uploads/2016/09/07_Research-State-of-the-Art-and-Knowledge-Gaps-in-High-Pressure-Hydrogen-Storage.pdf.

SCALE BEHAVIOR OF THE LEVELIZED COST OF COMPRESSED HYDROGEN STORAGE IN LATIN AMERICA

ABSTRACT: One of the main comparative advantages of this fuel is likely to be found in the storage of hydrogen, since it represents the possibility of accumulating energy from renewable sources to, in this way, counteract the phenomenon of generation seasonality, facilitate its logistics chain, and compensate for fluctuations in demand. The most developed way of storing the hydrogen molecule today is in the form of compressed gas using pressure vessels, pipes, or caverns. In this paper, the scale behavior of the levelized cost of storage for various Latin American countries was studied, using references from different scale, and considering the characteristics of cost of capital, electricity consumption, human resources, losses, among other aspects. As the main result, the existence of an important economy of scale was observed, taking the chemical industry as a reference, The behavior before scale is similar in all the countries analyzed, However, the levelized costs of the countries presented are differentiated by the impact of the cost of capital and the costs of electrical energy.

Keywords: Hydrogen Storage, Green Hydrogen, Hydrogen Value Chain, Levelized Cost of Hydrogen Storage.