

Evaluación de la viabilidad del uso de Hidrógeno Verde en la producción de hormigón: Un estudio de caso en el sur de Chile

Roberto Carmona Campos^{1,5,*}, Jacqueline Pedrera Yanes², Tomás Fierro Sánchez¹, Yunesky Masip Macía¹, Pablo Rodríguez Machuca³, René Garrido³, Daniel Serafini⁴, Ángel Rodríguez¹, Marcelo Mena^{6,7}, Alejandro Gil¹

¹Escuela de Ingeniería Mecánica, Pontificia Universidad Católica de Valparaíso, Chile.

²Departamento de Ciências Térmicas e dos Fluidos. Universidade Federal de São João del-Rei. Brasil. jpedrera@ufsj.edu.br

³Facultad de Ingeniería, Departamento de Geografía, Universidad de Santiago de Chile. Email: correo electrónico

⁴Departamento de Física, Universidad de Santiago de Chile, Región Metropolitana, Chile

⁵Doctorado Industria Inteligente, Facultad de Ingeniería, Pontificia Universidad Católica de Valparaíso, Chile

⁶Centro de Acción Climática, Pontificia Universidad Católica de Valparaíso, Chile

⁷Pontificia Universidad Católica de Valparaíso, Escuela de Ingeniería Bioquímica, Valparaíso, Chile

*Corresponding author. Pontificia Universidad Católica de Valparaíso, Doctorado Industria Inteligente, Escuela de Ingeniería Mecánica, Quilpué, Valparaíso, Chile. E-mail: Roberto.carmona@pucv.cl (R. Carmona Campos).

Resumen

El hormigón, material de construcción usado intensivamente en los últimos 150 años es, actualmente, la segunda sustancia más consumida en el mundo después de agua. Según la Asociación Mundial del Cemento y el Hormigón (GCCA), en el mundo son consumidos alrededor de 14 mil millones de metros cúbicos de hormigón al año. Infelizmente, su producción tiene un enorme impacto en el medio ambiente, ocupando el tercer lugar en emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), solo superada por la producción de energía y el transporte, representando casi un 8% de las emisiones totales, según datos divulgados por la Agencia Internacional de la Energía en 2023. Del total de las emisiones del sector, el 70% son resultantes de la reacción química durante la quema del cemento, y otros componentes en los grandes hornos, y el 30% restante del consumo de energía eléctrica y de combustibles fósiles en este proceso. En ese sentido, este trabajo tiene como objetivo evaluar la factibilidad de utilizar energía eléctrica e hidrógeno verde en la producción de hormigón, usando como caso de estudio una empresa ubicada en el sur de Chile, con vistas a la descarbonización de su matriz energética. El estudio compara, utilizando dos indicadores económicos importantes (LCOH-Costo Nivelado del Hidrógeno y LCOE-Costo Nivelado de Energía), tres posibles escenarios para la utilización de hidrogeno verde en la empresa: una planta de energía eólica que suministra energía a la planta de hormigón y produce hidrógeno a modo de reserva; un contrato de compraventa de energía verde (PPA) que abastece la planta de hormigón a la vez que produce hidrógeno verde como reserva; y la compra directa de hidrógeno verde a una empresa externa. Como resultado de este análisis, se obtuvieron valores interesantes. El costo nivelado del hidrógeno (LCOH) con valores de 7,96 [USD/kg] en el caso de planta eólica y de 13,38 [USD/kg] para el caso con PPA. Por otra parte, el costo nivelado de energía (LCOE), obtuvo valores de 0,69 [USD/kWh] en el caso de planta eólica y de 1,24 [USD/kWh] para el caso PPA, los cuales resultan muy elevados como para justificar la construcción de estos proyectos en la actualidad. Los resultados obtenidos en el caso de compra de hidrógeno no fueron suficientes para concluir su factibilidad, al tener acceso restringido a los costos reales de esta alternativa, sin embargo, la proyección de los costos indica una baja importante de los precios considerando desde el año 2030. Estos hallazgos sugieren que, aunque actualmente los costos son elevados, la optimización de las tecnologías de hidrógeno verde y la reducción de costos en el futuro podrían hacer viable su implementación, contribuyendo significativamente a la descarbonización de la industria del hormigón.

Palabras clave: hidrógeno verde; hormigón; factibilidad; energía eólica; PPA; LCOH; LCOE

Abstract

Concrete, a construction material used extensively over the past 150 years, is currently the second most consumed substance in the world after water. Unfortunately, its production has a tremendous environmental impact, ranking third in greenhouse gas (GHG) emissions, surpassed only by energy production and transportation. In 2023, the International Energy Agency reported that cement production, a key substance in concrete production and comprising 1/6 of its mass, was responsible for approximately 27% of industrial CO₂ emissions, releasing nearly

one kilogram of this substance for every kilogram of cement produced. This problem becomes more evident when considering that, according to the Global Cement and Concrete Association (GCCA), around 14 billion cubic meters of concrete are consumed globally each year. Approximately 70% of the sector's emissions result from the chemical reaction during the burning of substances in large kilns, with the remaining 30% from the consumption of electricity and fossil fuels in this process. In this context, this work aims to evaluate the feasibility of using green hydrogen to mitigate the consumption of non-clean electricity in concrete production, using a company located in southern Chile as a case study, with a view to decarbonizing its energy matrix. The study compares three possible scenarios for the use of green hydrogen in the company, utilizing two important economic indicators (LCOH - Levelized Cost of Hydrogen and LCOE - Levelized Cost of Energy): a wind power plant supplying energy to the concrete plant and producing hydrogen as a reserve; a green power purchase agreement (PPA) that supplies the concrete plant while producing green hydrogen as a reserve; and the direct purchase of green hydrogen from an external company.

Keywords: Green hydrogen; concrete; feasibility; wind energy; PPA; LCOH; LCOE

1. Introducción

Las altas emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) de los sectores industriales de la economía, en un mundo cada vez más preocupado por las causas del cambio climático, están impulsando investigaciones que buscan implementar alternativas más sostenibles para el consumo de energía eléctrica en las industrias, así como la descarbonización de procesos industriales, como el de producción de hormigón para la construcción.

Usado en gran escala en los últimos cien años, el hormigón es, según la norma chilena NCh 170/2016, “un material de construcción compuesto por una mezcla de cemento, áridos y agua, con o sin la incorporación de aditivos y adiciones, que desarrolla sus propiedades por hidratación del cemento”. Es una masa maleable que al secarse forma una estructura sólida y duradera.

Este material es la segunda sustancia más consumida en el mundo actual después del agua. Según la Asociación Mundial del Cemento y el Hormigón (GCCA), actualmente, son consumidos alrededor de 14 mil millones de metros cúbicos de hormigón al año para abastecer el sector de la construcción [1].

Lamentablemente, la producción de este material, ocupa el tercer lugar en emisiones de GEI, solo superada por la producción de energía eléctrica y el transporte [2]. En 2018, la Agencia Internacional de la Energía (AIE) y la Iniciativa de Sostenibilidad del Cemento (CSI) informaron que la producción de cemento, sustancia clave en la composición del hormigón, fue responsable de alrededor del 27% de las emisiones industriales de CO₂ (lo que representa el 8% de las emisiones totales).

Del total de las emisiones de este sector, aproximadamente el 70% son resultantes de las reacciones químicas durante la quema del cemento, y dos otros componentes, en los grandes hornos, y el 30% restante, del consumo de energía en el proceso de producción [1].

Sin dudas, la reducción de las emisiones de GEI, como consecuencia del proceso de fabricación del cemento, será fundamental para la transición energética global.

Para hacer frente a esto, la GCCA y la CSI, así como varios organismos del sector, sugieren, entre otras medidas, el desarrollo y empleo de materias primas descarbonatadas para la producción de “cemento verde”, la utilización de combustibles alternativos en los hornos, y la captura o compensación del CO₂ liberado.

En Iberoamérica y el Caribe, un grupo de diez países entre los cuales se encuentra Chile, desarrollaron Hojas de Ruta que han ayudado a entender tres de los principales ejes de reducción de CO₂ en la industria del cemento y el hormigón en la región: el factor clínker/cemento, la eficiencia energética y la valorización energética y mineral de los residuos, sin dejar de considerar tecnologías innovadoras como la utilización del hidrógeno verde, un vector energético considerado disruptivo y que viene ganando espacio en las investigaciones científicas, incentivado tanto por administraciones públicas como por empresas energéticas de todo el mundo [3].

Se espera que el hidrógeno, considerado un factor decisivo para la transición energética en sectores de difícil descarbonización como el de la producción de hormigón, reemplace paulatinamente los combustibles fósiles, de acuerdo a su disponibilidad de producción, la necesaria transformación tecnológica y la disminución futura de los costos involucrados [8]. No obstante, la mayoría de los estudios que están siendo realizados o implementados en el mundo, con vistas a la disminución de las emisiones de GEI del sector, y con la introducción del hidrógeno, están encaminados a la modificación de la materia prima para la producción del cemento.

En este contexto, el objetivo del presente artículo es realizar un estudio técnico y económico sobre la factibilidad de utilizar hidrógeno verde como fuente de energía en el proceso de producción de hormigón, con el fin de contribuir a la descarbonización de la matriz energética en esta industria. En ese sentido, se seleccionó un caso de estudio representativo: una empresa de hormigones del sur de Chile, y una metodología que puede ser replicada para cualquier industria del sector.

2. Caso de Estudio y procedimiento Metodológico

2.1. Descripción del Caso de Estudio

El primer paso del estudio fue analizar el proceso de producción de la empresa del caso de estudio para identificar los principales consumidores y tipos de energía consumida. Las actividades fundamentales de la empresa son la elaboración del hormigón, que se realiza mediante en una planta dosificadora y el transporte del hormigón, en camiones mezcladores o camiones mixer, hasta los consumidores finales. Según informaciones obtenidas de la empresa en estudio, el proceso completo se divide en tres etapas fundamentales:

- (1) Abastecimiento de materias primas: Camiones especializados de diferentes empresas suministran a la planta las materias primas necesarias: cemento, los áridos (arena, grava y gravilla) y los aditivos que son, esencialmente, líquidos que cambian las propiedades del hormigón según el uso que el consumidor final le dará.
- (2) Dosificación de los materiales: En la planta dosificadora, las materias primas son pesadas, dosificadas y mezcladas según los requerimientos del cliente. A seguir, esta mezcla es descargada en un camión mixer donde se realiza el amasado de la mezcla y la adición del agua necesaria.
- (3) Distribución: Dentro del camión mixer, el hormigón premezclado, es transportado para la obra.

En la figura 1 puede verse la representación gráfica del proceso.

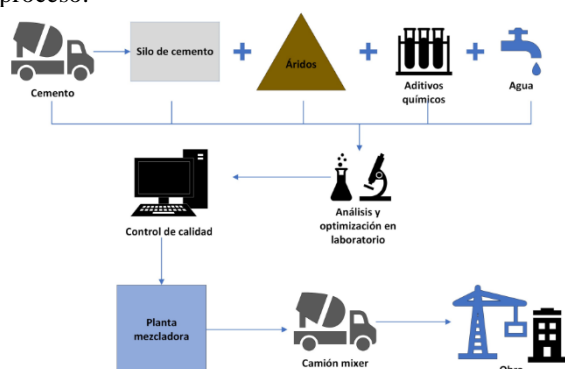


Figura 1: Proceso productivo del hormigón.
Adaptado de (Hormigón – GRUPO POLPAICO, s. f.)

Durante todo el proceso son usados diferentes equipos, que fueron organizados según el tipo de energía que consumen, con el objetivo de poder identificar en que parte del proceso de producción se podría aprovechar mejor el uso de hidrógeno como solución energética, de la siguiente forma:

- (a) Energía Eléctrica: Planta dosificadora, Cintas transportadoras/elevadoras, Compresores de aire, Bombas de agua, Básculas (para áridos, cemento, agua y aditivos) y Sinfín transportador de cemento.
- (b) Combustible: Camiones mixer (Transporte de hormigón), Camiones Tolva (Transporte de áridos) y Grupo electrógeno de respaldo.

Datos aportados por el grupo empresarial mostraron los altos consumos de energía eléctrica en el proceso de producción y la consiguiente importancia de evaluar la factibilidad de utilización del hidrógeno en este segmento.

Durante el año 2022 la planta hormigonera tubo un consumo de electricidad promedio de 1,63 kWh/m³ de hormigón facturado.

2.1.1. Escenarios propuestos para el estudio

La metodología utilizada en este estudio incluye la revisión de las tecnologías relacionadas con la producción de hidrógeno, la identificación de oportunidades para la incorporación del hidrógeno verde en la industria del hormigón y el análisis de la demanda energética de la empresa. Se desarrollaron tres casos de estudio:

Caso I: Planta de energía eólica (Planta autónoma) para abastecer la producción de hormigón y producción hidrógeno verde.

-Instalación de una planta de energía eólica, considerando que la planta de hormigón estudiada se encuentra en Punta Arenas, región de Magallanes, ubicación con un alto potencial eólico. Esta planta eólica abastecería eléctricamente las operaciones de la planta de hormigón, y con el excedente de energía, se produciría hidrógeno. El hidrógeno producido será almacenado y, posteriormente, usado para producir energía eléctrica en aquellos momentos en que haya déficit de generación, a través de una Fuel Cell.

En la figura 2 es mostrada la cadena de valor de este sistema, o sea, el camino recorrido en la elaboración del hidrógeno verde y su distribución y utilización en sus diferentes aplicaciones.

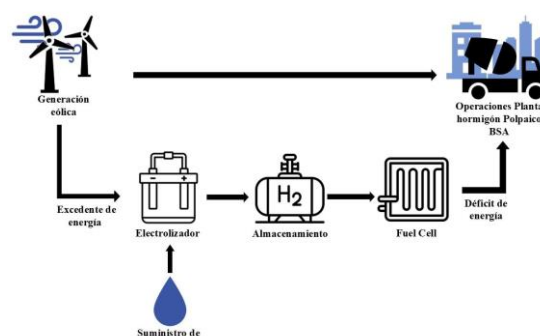


Figura 2: Cadena de valor Caso I

En este caso, la empresa necesitará invertir en la instalación de la planta eólica y el sistema de producción y uso de hidrógeno (electrolizador, tanque de almacenamiento y la Fuel Cell).

Caso II: Energía eléctrica verde proveniente de contrato de compraventa de energía (PPA) con producción de hidrógeno verde.

-En este caso, se propone una cadena de valor similar a la analizada en el caso anterior, reemplazando la planta de energía eólica por un PPA verde. En este escenario se utilizaría el hidrógeno verde producido y almacenado, para suministrar energía eléctrica al proceso de producción, durante las horas de mayor consumo (u horario peak). Dejándose de consumir energía del sistema en aquellas horas en que la tarifa es más alta.

Diferente al Caso I, la empresa no necesitará invertir en la instalación de la planta eólica, la inversión será solo en el sistema de producción y uso de hidrógeno.

En la figura 2 es mostrada la cadena de valor de este sistema.

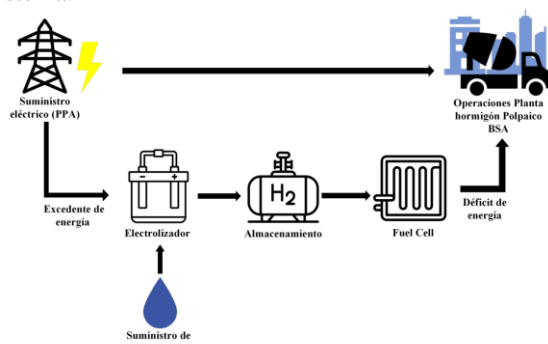


Figura 3: Cadena de valor Caso II

Caso III: Suministro eléctrico mediante PPA con compra de hidrógeno verde de otra empresa.

-En el tercer y último caso, se tiene una configuración similar al Caso II, con la diferencia de que en este escenario no se contempla la producción de hidrógeno verde dentro de la empresa hormigonera. El hidrógeno verde será comprado a un proveedor externo por medio de "Tube Trailers" y alimentará el resto de la cadena de valor del hidrógeno verde.

En la figura 4 es mostrada la cadena de valor de este sistema.

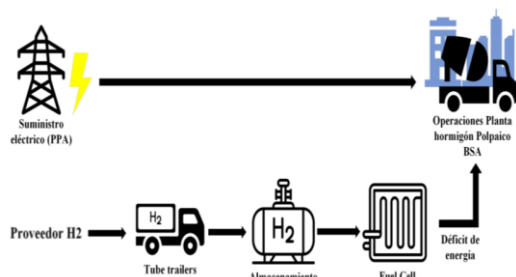


Figura 4: Cadena de valor Caso III

En este caso, la inversión será solo en el sistema de uso de hidrógeno (tanque de almacenamiento y la Fuel Cell).

2.2. Metodología de análisis

Para determinar cuál alternativa es la más conveniente y rentable en este momento, serán usados los indicadores: Costo Nivelado de Energía (LCOE) y Costo Nivelado de Hidrógeno (LCOH).

El LCOE es una métrica que mide el costo promedio de generación de la energía durante la vida útil de un sistema de generación, incluyendo los costos de inversión, desarrollo, construcción y operación, y se expresa, habitualmente, en US\$/kWh [4].

Con el objetivo de facilitar el análisis y simplificar la ecuación completa, para los casos específicos de este estudio, fue considerado que los costos de mantenimiento y generación de energía son constantes en el tiempo, que el costo relacionado al consumo de combustible para la generación de energía es nulo (energía renovable) y que el costo de inversión anual es la inversión inicial. Siendo así, el indicador puede ser calculado como:

$$LCOE = \frac{I_o}{E \cdot \sum_{t=1}^n \frac{1}{(1+r)^t}} + \frac{M}{E} \quad (1)$$

donde I_o la inversión inicial (CAPEX) [USD], M el costo de mantenimiento anual (OPEX) [USD], E costo de generación de energía eléctrica anual [USD], r tasa de descuento [%] y n la vida útil [a].

El LCOH, por su parte, es un indicador derivado del LCOE y por eso es un concepto similar. En este caso, son considerados todos los costos operacionales y de capital de la producción del hidrógeno verde y se expresa en US\$/kg (de hidrógeno verde producido).

De la misma forma que para el LCOE, para este indicador fueron realizadas las mismas consideraciones, que el valor de los costos de mantenimiento y generación de energía son constante en el tiempo. Luego, la ecuación simplificada queda de la forma:

$$LCOH = \frac{I_o}{E \cdot \sum_{t=1}^n \frac{1}{(1+r)^t}} + \frac{M+O}{E} \quad (2)$$

donde I_o la inversión inicial (CAPEX) [USD], $M+O$ el costo de mantenimiento y operación anual (OPEX) [USD], E producción anual de hidrógeno [kg], r tasa de descuento [%] y n la vida útil [a].

Como fue explicado anteriormente, cada caso tiene sus características particulares, que hacen con que sean necesarias algunas consideraciones y análisis diferentes, como será explicado a continuación.

2.2.1 Perfil de generación

El primer paso del análisis fue estimar la generación de energía de una planta eólica con ayuda de la herramienta online "Renewables Ninja" que permitió simular a través de su modelo matemático "Virtual

Wind Farm” los datos meteorológicos disponibles en el “MERRA-2” de la NASA [5]. Para las simulaciones fueron seleccionados tres modelos de aerogenerador diferentes: Nordex N29 250, XANT M21 100 y XANT M21 100, de 250, 100 y 50 kW, respectivamente.

Las simulaciones resultaron en la distribución de generación horaria estimada para un año para cada uno de los aerogeneradores seleccionados. Esos valores, en forma de gráfico, fueron comparados con el comportamiento de consumo horario de energía eléctrica de la planta de hormigón, con el objetivo de identificar, en cada hora, la existencia de un excedente o déficit de energía en relación con la demanda horaria. Durante las horas en la que la producción eólica sea mayor que el consumo eléctrico, existe un excedente de energía (Curtailement) que será usada para la producción de hidrógeno verde en el electrolizador. Según [6], la cantidad de hidrógeno que puede ser producida a cada hora en el electrolizador, a partir del excedente de energía eléctrica generada, puede ser calculada con la siguiente ecuación.

$$\Delta E_i = \frac{m_{H_2} \cdot PCI_{H_2}}{\eta_{electrolizador}} \quad (3)$$

donde los términos son, respectivamente, el excedente de energía (kWh) horario, la cantidad de hidrógeno que será producido (kg) y la eficiencia del electrolizador.

El hidrógeno producido con el exceso de energía será usado, posteriormente, para suplir el déficit de energía en las horas de poca generación.

De la misma forma, es posible calcular el hidrógeno necesario para compensar la energía eléctrica de la planta en los horarios de déficit de generación de la siguiente manera.

$$\Delta E_i = m_{H_2} \cdot PCI_{H_2} \cdot \eta_{FC} \quad (4)$$

donde los términos son, respectivamente, el déficit de energía (kWh) horario, la cantidad de hidrógeno que será consumido (kg) y la eficiencia de la Fuel Cell.

Por otro lado, el déficit máximo de energía reportado más una holgura de seguridad permite definir la capacidad necesaria para la Fuel Cell.

El próximo paso será el cálculo de los indicadores LCOE y el LCOH, para las tres alternativas (las tres turbinas eólicas), y compararlos para seleccionar la alternativa más factible.

2.2.2 Horario punta de consumo, análisis de sensibilidad caso II

En el caso de escenario II uno de los pasos relevantes es identificar cual es el horario peak, o sea, aquellas horas del día de mayor consumo de energía, para poder calcular la cantidad de hidrógeno que necesita ser producida. Para determinar la cantidad de hidrógeno necesaria para generar la energía eléctrica para ser consumida durante o horario peak se usa la ecuación (4), asumiendo que durante esas horas el 100% de la demanda de energía eléctrica de la planta será suplido pela Fuel Cell y el consumo de energía de la red será nulo.

Una vez calculado este valor, puede ser calculada cuanta energía eléctrica será necesaria para la producción de este hidrógeno con auxilio de la ecuación (3). Este consumo debe ser determinado para cada mes, de forma de optimizar el valor y minimizar el volumen de almacenamiento necesario para la instalación. Para ello, se calculan los valores para cada hora del año.

El hidrógeno será producido con energía de la red (PPA) durante el periodo no peak en los días de producción de la planta y durante los finales de semana cuando la planta no produce. Ambos valores, la demanda energética de la planta en las horas de trabajo fuera del horario peak y la demanda para la producción del hidrógeno, serán consideradas para o contrato PCA. Una vez calculado el consumo eléctrico total desde el PPA, se procede a calcular los valores de LCOE y LCOH, tomando como referencia para el tamaño de almacenamiento de hidrógeno, el valor máximo de producción encontrado en los cálculos.

En caso de estudio respectivo al escenario III se ha considerado el mismo horario peak utilizado en el Caso II y el consumo de energía eléctrica fuera de este horario es el mismo también. La diferencia fundamental entre estos casos, está en el hecho de que no será usada energía eléctrica de la red para producir el hidrógeno. El hidrógeno necesario para producir la energía eléctrica en el horario peak a través de la Fuel Cell será comprado a una empresa externa.

Para estimar la cantidad de H₂V que será comprada se tomaron como referencia los datos proyectados de consumo de energía eléctrica en el Caso I para el horario punta.

Para el estudio fueron considerados los valores de referencia proyectados de LCOH entre 2025 y 2050.

2.2.3 Perfil normalizado de carga.

Para determinar la demanda energética de la planta de hormigón, se desarrolló un perfil normalizado de carga utilizando el siguiente procedimiento:

- Se recopilaron datos históricos de consumo eléctrico de la planta durante un año completo. Estos datos, proporcionados por la empresa, detallaban el consumo eléctrico por mes.
- Los datos se analizaron para identificar patrones y variaciones en el consumo eléctrico. Este análisis permitió observar cómo variaba la demanda de energía a lo largo del día y en diferentes días de la semana, así como identificar picos de consumo y periodos de menor demanda.
- Los datos analizados se utilizaron para generar un perfil de carga normalizado. Este perfil se obtuvo al promediar los valores de consumo eléctrico por hora a lo largo del año,

resultando en un patrón representativo del comportamiento típico de la demanda energética de la planta. Para adaptar este perfil de carga, se calculó el “peso horario” de cada dato dividiendo el consumo en la hora “i” por el consumo total del mes “j” mediante la ecuación (5), donde ph es el peso horario de cada dato, C_i es el consumo en la hora “i” (kWh) y C_{mj} es el consumo mensual en el mes “j” (kWh). A este nuevo perfil de carga horario se le llamó “perfil normalizado de carga”

$$ph = \frac{C_i}{C_{mj}} \quad (5)$$

- d. El perfil de carga normalizado se ajustó para considerar diferentes escenarios de producción y operación. Esto incluyó la adaptación del perfil para situaciones de alta y baja producción, así como para la incorporación de tecnologías de hidrógeno verde.
- e. El “perfil adaptado de carga” se calculó multiplicando el perfil normalizado de carga por los consumos mensuales entregados por la empresa mediante la ecuación (6) donde C'_i es el consumo de la planta en la hora “i” (kWh):

$$C'_i = ph * C_{mj} \quad (6)$$

Para simplificar la estimación de la curva de carga, se asumió que el valor de consumo es constante durante cada hora, por lo que la potencia consumida (o carga) en [kW] equivale numéricamente a los valores obtenidos de consumo en [kWh]. Como resultado de estos cálculos, se obtiene la curva de carga adaptada presentada en la figura 5.

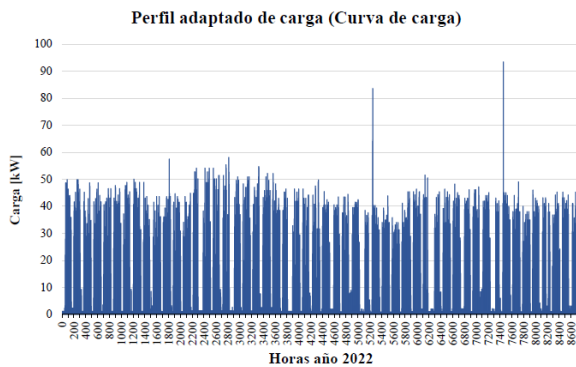


Figura 5: Perfil de carga adaptado resultante para el año 2022

3. Resultados

En esta sección se presentan los resultados del análisis de factibilidad para la utilización de hidrógeno verde en la planta de hormigón. Los resultados incluyen el costo LCOH y el costo LCOE para cada caso, así como un análisis de las inversiones y costos operativos asociados.

Caso I: Planta de Energía Eólica

La planta de energía eólica que abastece la producción de hormigón y genera hidrógeno verde como reserva mostró los siguientes resultados:

- LCOH: 7,96 USD/kg.
- LCOE: 0,69 USD/kWh.

La figura 6 muestra la producción de energía eólica por hora en kilovatios (kW) durante el año 2022 para tres diferentes capacidades de planta: 250 kW, 100 kW y 50 kW. Esta visualización permite comparar la cantidad de energía producida por cada planta y cómo cada una de ellas podría satisfacer la demanda energética de una instalación industrial, como una planta de hormigón.

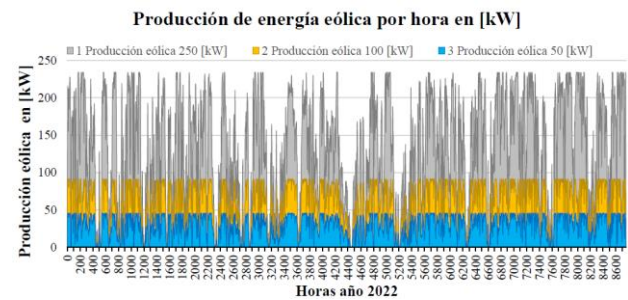


Figura 6: Producción de energía eólica por hora en [kW].

Se calcularon tres opciones de capacidad para la planta eólica:

Tabla 1. Resultados LCOE incluyendo producción de hidrógeno

Planta kW	CAPEX (USD)	OPEX (USD/año)	Elect. (kW)	LCOE H2 (US/kWh)
250	210.000	202.456	343.902	0.66
100	210.000	72.801	139.953	0.69
50	210.000	36.622	59.419	1.01

Se ha considerado una capacidad de generación (FC) de 70 kW para las tres opciones de plantas, teniendo en cuenta que el déficit máximo de energía entre la planta eólica y el consumo de la planta fue de alrededor de 50 kW, y se ha dejado un rango de 20 kW de holgura. Se ha calculado el LCOE de la planta completa, incluyendo el hidrógeno verde, para cada opción analizada según la ecuación (1).

Caso II: Suministro Eléctrico mediante PPA

Este caso considera un contrato de compraventa de energía verde (PPA) para abastecer la planta de hormigón y generar hidrógeno verde durante las horas de menor demanda para su uso en horas punta:

- LCOH: 13,38 USD/kg.
- LCOE: 1,24 USD/kWh.

El consumo de hidrógeno durante las horas pico se calculó para satisfacer el 100% de la demanda en este horario. Los datos y resultados relevantes incluyen en tabla 2.

Tabla 2. Resultados LCOH caso PPA.

Parámetro	Valor	Unidades
CAPEX	152.100	USD
OPEX	28.914	USD/año
Prod. H2	3.414	kg/año
LCOH	13.38	USD/kg

Antes de estimar el consumo de hidrógeno verde en este escenario, es necesario identificar cuáles son los horarios pico, con el objetivo de evitar un cobro mayor por kWh durante estas horas al abastecer el consumo eléctrico a través de una celda de combustible (FC) funcionando con hidrógeno verde. Este análisis se realizó calculando el consumo promedio en cada hora con los datos que se tenían del año 2022, apoyando este dato con la mediana de consumo y con el consumo máximo que presenta cada hora.

En la Figura 7, se representa el consumo promedio por cada hora y se puede apreciar dos momentos del día donde este promedio es mayor, alrededor de las 9 horas y en el periodo cercano a las 14 horas, se escoge el periodo desde las 11 a las 20 horas como horario punta. Con este dato, se procede a realizar el cálculo de producción y consumo de hidrógeno verde para este escenario. Es importante mencionar que el periodo de horario punta se consideró para los días en que la planta funciona, es decir, de lunes a sábado.

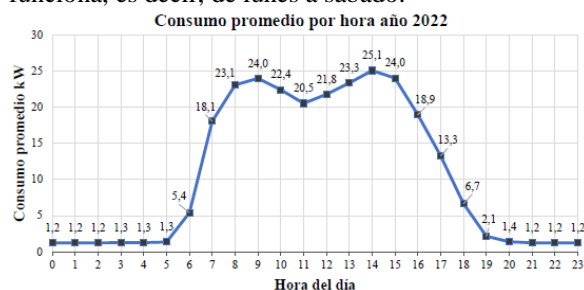


Figura 7: XXXIII

La tabla 3 presenta los resultados del análisis del costo nivelado de la electricidad (LCOE) generado mediante hidrógeno verde producido a través de un contrato de compraventa de energía verde (PPA).

Tabla 3. Resultados LCOE hidrógeno generado.

Indicador	Unidad	(USD/año)
CAPEX	USD	210.000
OPEX	USD	47.279
Generación Elect.	kWh	56.856
LCOE H2	USD/ kWh	1.24

Caso III: Compra directa de Hidrógeno Verde

En este caso, se considera la compra directa de hidrógeno verde a un proveedor externo, utilizando los valores de LCOH proyectados entre 2025 y 2050 [7]:

LCOE para el hidrógeno comprado:

- 2025: 0,54 USD/kWh.
- 2030: 0,26 USD/kWh.
- 2035-2050: 0,25 USD/kWh.

El análisis muestra que los costos de producción y utilización de hidrógeno verde son altos en la actualidad, pero se espera una reducción significativa en los costos hacia el año 2030.

La figura 8 muestra el consumo mensual de hidrógeno (H2) en kilogramos (kg) para cada mes del año. Los datos representados destacan las variaciones en el consumo de hidrógeno a lo largo del año, indicando patrones estacionales y de demanda.

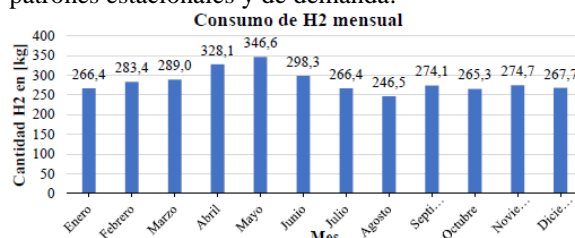


Figura 8: Consumo de hidrógeno en [kg] por mes de la planta de hormigón.

La tabla 4 presenta los resultados del cálculo del costo nivelado de electricidad (LCOE) proyectado para el caso III (compra directa de hidrógeno verde) entre los años 2025 y 2050, utilizando los valores de LCOH (costo nivelado del hidrógeno) proyectados según la “Estrategia Nacional De Hidrógeno Verde” del Ministerio de Energía.

Tabla 4. Resultados LCOE calculado para el caso III.

Año	LCOH	LCOE H2
Proyección	(USD/kg)	(USD/kWh)
2025	1,7	0,54
2030	1,3	0,26
2035	1,2	0,26
2040	1,1	0,26
2045	1,1	0,26
2050	1,0	0,25

3.1. Análisis de Resultados

Caso I: Planta de Energía Eólica

- Planta de 250 kW: Esta opción presenta un LCOH de 9,52 USD/kg y un LCOE de 0,034 USD/kWh. Aunque tiene la mayor capacidad de generación de hidrógeno, está sobredimensionada para la demanda de la planta de hormigón, resultando en un bajo porcentaje de utilización del hidrógeno producido.
- Planta de 100 kW: Con un LCOH de 7,96 USD/kg y un LCOE de 0,030 USD/kWh, esta planta es la opción más económica y eficiente en términos de balance entre capacidad de generación y costos operativos. Es la opción más viable actualmente.
- Planta de 50 kW: A pesar de tener un LCOH similar al de la planta de 100 kW (8,60 USD/kg), el menor CAPEX y OPEX hacen que esta opción sea atractiva si se desea sólo minimizar la inversión inicial.

Caso II: Suministro Eléctrico mediante PPA

- LCOH: 13,38 USD/kg.
- LCOE: 1,24 USD/kWh.

Esta opción es menos competitiva debido a los altos costos del hidrógeno generado y el LCOE, que supera significativamente al de la planta eólica de 100 kW en el escenario I. Sin embargo, puede considerarse en escenarios donde no sea viable la instalación de una planta eólica.

Caso III: Compra directa de Hidrógeno Verde

- LCOE: Proyectado entre 0,54 USD/kWh en 2025 y 0,25 USD/kWh en 2050.

Aunque esta opción presenta los valores más bajos de LCOE, no se incluyen costos adicionales como transporte y almacenamiento, lo que podría aumentar significativamente el costo final. Las proyecciones indican una disminución considerable de los costos hacia 2030, lo que podría hacer viable esta opción en el futuro.

3.2 Análisis comparativo entre escenarios

a. Viabilidad económica:

- La planta de energía eólica de 100 kW resulta ser la opción más viable actualmente, con el menor LCOH y un LCOE competitivo.
- El suministro eléctrico mediante PPA presenta costos más altos, haciendo esta opción menos atractiva económicamente.

- La compra directa de hidrógeno verde podría ser viable en el futuro con la reducción proyectada de costos, aunque los costos adicionales de transporte y almacenamiento deben ser considerados.

b. Capacidad de generación y utilización:

- La planta de 250 kW, aunque tiene una alta capacidad de generación, produce más hidrógeno del necesario, resultando en una baja utilización y mayores costos. En caso de ser posible, se puede valorizar ese carrier extra y sacar un beneficio económico.
- La planta de 50 kW, aunque tiene una inversión inicial menor, es menos eficiente en comparación con la planta de 100 kW, puede ser una buena opción para proyectos con presupuesto limitado.

4. Conclusiones

A lo largo de este estudio, se ha evaluado la factibilidad de utilizar hidrógeno verde en la planta de hormigón con ubicación en Punta Arenas, Chile. Los resultados obtenidos permiten extraer las siguientes conclusiones:

- Se revisaron y describieron las distintas tecnologías del hidrógeno existentes en la actualidad, incluyendo la producción de hidrógeno verde mediante electrolisis del agua utilizando energías renovables. Además, se identificaron las oportunidades que presenta la industria del hormigón para la incorporación de este vector energético, determinando que el reemplazo del consumo eléctrico desde la red por una celda de combustible es la oportunidad más notable.
- Se caracterizó la demanda eléctrica de la planta de hormigón, construyendo una curva de carga basada en consumos eléctricos mensuales y un perfil normalizado de carga. Esto permitió analizar el comportamiento del consumo eléctrico y adaptar soluciones energéticas que involucren hidrógeno verde. Este procedimiento se puede realizar para cualquier rubro y es de suma importancia para caracterizar el comportamiento que tiene ese sector industrial en particular.

4.1 Evaluación de casos de estudio:

- Caso I Planta de Energía Eólica: Este caso presentó el menor LCOH (7,96 USD/kg) y un LCOE de 0,69 USD/kWh, resultando en la opción más económica y eficiente, especialmente con la planta de 100 kW. Sin embargo, la inversión inicial es significativa debido a los costos de los equipos necesarios.

- Caso II Suministro Eléctrico mediante PPA: Este caso mostró un LCOH de 13,38 USD/kg y un LCOE de 1,24 USD/kWh, valores más altos comparados con el caso de la planta eólica. Aunque la inversión inicial es menor, los altos costos de operación y mantenimiento hacen que esta opción sea menos competitiva.
- Caso III: Compra directa de Hidrógeno Verde: Los costos de LCOE proyectados entre 2025 y 2050 varían desde 0,54 USD/kWh hasta 0,25 USD/kWh, sugiriendo una disminución considerable en los costos futuros del hidrógeno verde. Sin embargo, la falta de datos sobre costos de transporte y almacenamiento limita la precisión de este análisis.

Las proyecciones a futuro indican que los costos de producción y utilización de hidrógeno verde disminuirán significativamente hacia el año 2030, lo que podría hacer viable la implementación de estas tecnologías en el futuro. Para que sea conveniente en términos económicos, se espera que los costos de LCOH se reduzcan a niveles inferiores a 3 USD/kg y que el LCOE se mantenga por debajo de 0,20 USD/kWh.

La implementación de hidrógeno verde en la producción de hormigón puede reducir significativamente las emisiones de gases de efecto invernadero, lo cual es especialmente relevante en la industria del hormigón, que es una de las mayores emisoras de CO₂ a nivel mundial. Chile cuenta con un gran potencial en energías renovables, particularmente en energía eólica y solar. Utilizar estos recursos para producir hidrógeno verde no solo es una forma eficiente de aprovechar estas fuentes, sino que también contribuye a la descarbonización de la matriz energética del país. Desarrollar y optimizar tecnologías de hidrógeno verde posiciona a Chile como un líder en innovación y sostenibilidad a nivel mundial. Esto puede atraer inversiones y fomentar el desarrollo de nuevas industrias y tecnologías relacionadas. La producción local de hidrógeno verde reduce la dependencia de combustibles fósiles importados, mejorando la seguridad energética y la resiliencia del país frente a fluctuaciones en los precios de los combustibles y crisis energéticas globales. La adopción de tecnologías sostenibles es cada vez más demandada por los mercados globales. Implementar soluciones de hidrógeno verde puede mejorar la competitividad de las empresas chilenas en mercados internacionales, al alinearse con las crecientes exigencias de sostenibilidad de los consumidores y reguladores. Para esto, además de tener un alto potencial de generación, es importante obtener un mercado o consumo interno posible.

Es fundamental caracterizar y entender el comportamiento energético de las empresas del mismo rubro [8]. Metodologías como las utilizadas en este estudio para normalizar la curva de demanda permiten obtener perfiles de carga detallados y representativos, los cuales pueden ser validados y comparados con otras empresas de la industria del hormigón. Esto facilita la optimización energética, ya que permite identificar patrones de consumo y oportunidades de mejora en la eficiencia energética. Además, facilita el benchmarking, permitiendo la comparación de desempeño energético entre distintas empresas y fomentando la adopción de mejores prácticas. Asimismo, ayuda en la planificación estratégica, permitiendo a las empresas planificar sus inversiones en tecnologías de energía renovable y almacenamiento, alineándose con las tendencias y proyecciones del mercado. Por último, proporciona datos valiosos para la formulación de políticas y regulaciones que promuevan el uso de energías renovables y la reducción de emisiones de carbono en la industria.

5. Referencias

- [1] The GCCA 2050 Cement and Concrete Industry Roadmap for Net Zero Concrete. Global Cement & Concrete Association (GCCA), Reino Unido. 2021.
- [2] Gagg, C. R. Cement and concrete as an engineering material: An historic appraisal and case study analysis. *Engineering Failure Analysis*, 40, 114–140. 2014. <https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2014.02.004>
- [3] Pareja, R. El hidrógeno verde como vector energético para la carbono neutralidad en la industria del cemento. *Rev. Cemento & Concreto de Iberoamérica y el Caribe, FICEM*, no. 8, pp. 102-108, 2021. ISSN 2709-8257.
- [4] Levelised cost of hydrogen. Making the application of the LCOH concept more consistent and more useful. *Rev Agora Industry and Umlaut*. 2023.
- [5] Staffell, I., Pfenniger, S. Using bias-corrected reanalysis to simulate current and future wind power output. *Rev Energy*, 114, pp. 1224–1239, 2016. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.08.068>
- [6] Masip Macía, Y., Rodríguez Machuca, P., Rodríguez Soto, A. A., Carmona Campos, R. Green Hydrogen Value Chain in the Sustainability for Port Operations: Case Study in the Region of Valparaíso, Chile. *Sustainability*, 13(24), Article 24. 2021. <https://doi.org/10.3390/su132413681>
- [7] Joint Research Centre (European Commission) et al., 2019,
- [8] Roberto Carmona, Ricardo Miranda, Pablo Rodríguez, Rene Garrido, Daniel Serafini, Angel Rodríguez, Marcelo Mena, Alejandro Fernandez Gil, Javier Valdes, Yunesky Masip, "Assessment of the green hydrogen value chain in cases of the local industry in Chile applying an optimization model," *Energy*, vol. 300, art. no. 131630, 2024: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2024.131630>