

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA
ESCUELA DE POSGRADO
Programa de Doctorado en Ingeniería en Energía



UNS
ESCUELA DE
POSGRADO

**Viabilidad en la instalación de una planta de
hidrógeno en la hidroeléctrica Gallito Ciego
mediante el método de electrólisis**

Tesis para optar el grado de Doctor en Ingeniería en Energía

Autor:

Mg. Montenegro Alvarado, Jimmy Yhoel
Código ORCID: 0000-0001-8659-2358

Asesor:

Dr. Quillos Ruiz, Serapio Agapito
DNI. N° 08597503
Código ORCID: 0000-0002-4498-0034

Línea de Investigación:
Energía renovable

Nuevo Chimbote - PERÚ
2026

CERTIFICACIÓN DEL ASESOR

Dr. Quillos Ruiz, Serapio Agapito, mediante la presente certifico mi asesoramiento de la titulada tesis: “**Viabilidad en la instalación de una Planta de Hidrógeno en la hidroeléctrica Gallito Ciego mediante el método de Electrólisis**” que tiene como autor a **Jimmy Yhoel Montenegro Alvarado**, alumno del Doctorado en Energía, para optar el grado de Doctor en Ingeniería en Energía

Nuevo Chimbote, julio del 2026



Dr. Serapio Agapito Quillos Ruiz
Asesor

Código ORCID: 0000-0002-4498-0034

DNI N° 08597503

CONFORMIDAD DEL JURADO EVALUADOR

Tesis: “Viabilidad en la instalación de una Planta de Hidrógeno en la hidroeléctrica Gallito Ciego mediante el método de Electrólisis” que tiene como autor a Jimmy Yhoel Montenegro Alvarado,

Revisado y Aprobado por el Jurado Evaluador



Dr. Gualberto Antenor, Mariños Castillo
Presidente
DNI N° 17890841
Código ORCID: 0000-0001-7514-9908



Dr. Aranguri Cayetano, Denis Javier
Secretario
DNI N° 42009679
Código ORCID 0000-0002-6119-2072



Dr. Serapio Agapito Quillos Ruiz
Vocal/Asesor
Código ORCID: 0000-0002-4498-0034
DNI N° 08597503



UNS
ESCUELA DE
POSGRADO

ACTA DE EVALUACIÓN DE SUSTENTACIÓN DE TESIS

A los once días del mes de diciembre del año 2025, siendo las 12:00 horas, en el aula P-02 de la Escuela de Posgrado de la Universidad Nacional del Santa, se reunieron los miembros del Jurado Evaluador, designados mediante Resolución Directoral N° 655-2025-EPG-UNS de fecha 02.07.2025, conformado por los docentes: Dr. Gualberto Antenor Mariños Castillo (Presidente), Dr. Denis Javier Aranguri Cayetano (Secretario) y Dr. Serapio Agapito Quillos (Vocal); con la finalidad de evaluar la tesis intitulada: **"VIABILIDAD EN LA INSTALACIÓN DE UNA PLANTA DE HIDRÓGENO EN LA HIDROELÉCTRICA GALLITO CIEGO MEDIANTE EL MÉTODO DE ELECTRÓLISIS"**; presentado por el tesista Jimmy Yhoel Montenegro Alvarado, egresado del programa de Doctorado en Ingeniería en Energía.

Sustentación autorizada mediante Resolución Directoral N° 973-2025-EPG-UNS de fecha 04 de diciembre de 2025.

El presidente del jurado autorizó el inicio del acto académico; producido y concluido el acto de sustentación de tesis, los miembros del jurado procedieron a la evaluación respectiva, haciendo una serie de preguntas y recomendaciones a la tesista, quien dio respuestas a las interrogantes y observaciones.

El jurado después de deliberar sobre aspectos relacionados con el trabajo, contenido y sustentación del mismo y con las sugerencias pertinentes, declara la sustentación como Aprobado, asignándole la calificación de 16.

Siendo las 13:00 horas del mismo día se da por finalizado el acto académico, firmando la presente acta en señal de conformidad.


Dr. Gualberto Antenor Mariños Castillo
Presidente


Dr. Denis Javier Aranguri Cayetano
Secretario


Dr. Serapio Agapito Quillos
Vocal/Asesor

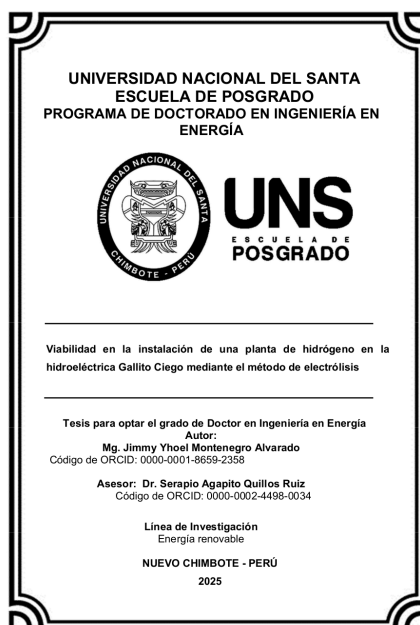


Recibo digital

Este recibo confirma que su trabajo ha sido recibido por **Turnitin**. A continuación podrá ver la información del recibo con respecto a su entrega.

La primera página de tus entregas se muestra abajo.

Autor de la entrega: JIMMY YHOEL MONTENEGRO ALVARADO
Título del ejercicio: DOCTORADO 2026
Título de la entrega: Viabilidad en la instalación de una planta de hidrógeno en la h...
Nombre del archivo: Tesis_de_Hidrógeno.docx
Tamaño del archivo: 42.23M
Total páginas: 77
Total de palabras: 13,544
Total de caracteres: 74,479
Fecha de entrega: 22-jun-2026 10:50a. m. (UTC-0500)
Identificador de la entrega: 2791415705



Viabilidad en la instalación de una planta de hidrógeno en la hidroeléctrica Gallito Ciego median método de electrólisis

INFORME DE ORIGINALIDAD

15%

INDICE DE SIMILITUD

13%

FUENTES DE INTERNET

2%

PUBLICACIONES

8%

TRABAJOS DEL ESTUD

FUENTES PRIMARIAS

1 repositorio.uns.edu.pe

Fuente de Internet

2 vsip.info

Fuente de Internet

3 Submitted to Universidad ESAN -- Escuela de Administración de Negocios para Graduados

Trabajo del estudiante

4 Submitted to Universidad Nacional del Santa

Trabajo del estudiante

5 hdl.handle.net

Fuente de Internet

6 alicia.concytec.gob.pe

Fuente de Internet

7 repositorio.unsa.edu.pe

Fuente de Internet

8 pecier.org.pe

Fuente de Internet

9 repositorio.uss.edu.pe

Fuente de Internet

10 repositorio.uss.cl

Fuente de Internet

11 www.coursehero.com

Fuente de Internet

12 amexen.org

Fuente de Internet

13 WALSH PERU S.A. INGENIEROS Y CIENTIFICOS CONSULTORES. "ITS Modificación de Componentes Auxiliares en el Tramo Selva - Sierra II del Proyecto Mejoras a la Seguridad Energética del País y Desarrollo del Gasoductos Sur Peruano-IGA0004357", R.D. N° 260 2016-MEM/DGAAE, 2021

Publicación

Dedicatoria

Dedicada a mi querida familia a quienes amo con amor infinito.

A mis padres Manuel y Rosa

A mi hermana Yelssy Montenegro y su esposo Paul Manza

A mis hijos Isra, Zeidy y Chelsea.

...el amor, tuvo que recordarle al tiempo que es para siempre, el tiempo quizá no...

Agradecimiento

A Patty Mejía por las largas conversaciones sobre el hidrógeno y porque cerca de su presencia mi vida es mejor.

A mis hijos por las alegrías, mientras estudiaba.

A mi asesor Serapio Quillos, por darnos la ruta del hidrógeno.

A mi amigo Alexander Villoslada quien siempre me recuerda el camino.

Índice

CERTIFICACIÓN DEL ASESOR.....	ii
AVAL DEL JURADO.....	iii
ÍNDICE	IX
RESUMEN	12
I. INTRODUCCIÓN.....	14
1.1 Formulación del problema de investigación.....	14
1.2 Objetivos de la investigación General y específicos.....	22
1.3 Hipótesis central de la investigación	23
1.4 Justificación e importancia de la investigación	23
II. MARCO TEÓRICO	24
2.1. Antecedentes.....	24
2.2. Marco conceptual	32
III. METODOLOGÍA	38
3.1. Diseño	38
IV. RESULTADOS Y DISCUSIÓN	40
4.1. ANÁLISIS DE CAPEX Y OPEX	43
V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	61
5.1. Conclusiones.....	61
5.2. Recomendaciones.....	63
VI. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	64
ANEXOS.....	70
ANEXO A. ÁREA PROPUESTA PARA LA PLANTA DE HV	70
ANEXO B- ANÁLISIS FINANCIERO DEL PROYECTO CENTRAL DE HIDRÓGENO GALLITO CIEGO	71
ANEXO C- DATOS OPERATIVOS HISTÓRICOS DE LA CHGC	73
ANEXO D- DATOS OPERATIVOS DE LA CHGC.....	75
ANEXO E- LEY DEL FOMENTO DEL HV, PROMULGADO EL 23 DE MARZO 2024	76
ANEXO F- MAPA DE REPORTE DE COSTO NIVELADO DE HIDRÓGENO.	77

Índice de tablas

TABLA 1 <i>DEMANDA DE HIDRÓGENO EN LA MINERÍA TIPO, SEGÚN ACTIVIDADES A REALIZAR</i>	41
TABLA 2 <i>CRITERIOS DE SELECCIÓN DE ELECTROLIZADORES PEM DE 1,25MW</i>	42
TABLA 3 <i>COSTO DE HIDRÓGENO NIVELADO (LCOH)</i>	43
TABLA 4 <i>DATOS ENERGÉTICOS DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA GALLITO CIEGO</i>	45
TABLA 5 <i>REQUERIMIENTOS ENERGÉTICOS PARA LA PLANTA DE HIDRÓGENO VERDE</i>	46
TABLA 6 <i>GESTIÓN DEL AGUA DEL PROYECTO PEJEZA</i>	47
TABLA 7 <i>INVERSIÓN DE CAPITAL (CAPEX) Y SU CLASIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DIVERSOS DE LA CENTRAL DE HIDRÓGENO GALLITO CIEGO</i>	50
TABLA 8 <i>INVERSIONES INICIALES REALIZADAS EN LA IMPLEMENTACIÓN DE CENTRALES DE HIDRÓGENO EN DIFERENTES PAÍSES</i>	52
TABLA 9 <i>RESUMEN DE INDICADORES DE EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROYECTO</i>	54
TABLA 10 <i>SUPERFICIE DE 3 CENTRALES DE HIDRÓGENO EN EL MUNDO</i>	59
TABLA 11 <i>VARIABLES ENERGÉTICAS DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA GALLITO CIEGO</i>	73
TABLA 12 <i>REPORTES ANUALES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA</i>	74

Índice de figuras

FIGURA 1 ESQUEMA BÁSICO DE LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO USANDO ENERGÍA HIDRÁULICA	15
FIGURA 2 PLANTA DE ELECTRÓLISIS TIPO ELECTROLIZADORES DE MEMBRANA DE INTERCAMBIO DE PROTONES PARA LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO	16
FIGURA 3 PRODUCCIÓN ACUMULADA SEGÚN COES EN MWH DE ENERGÍA, SEGÚN EL TIPO.	17
FIGURA 4 PROYECCIÓN DE HIDRÓGENO PARA EL 2030	19
FIGURA 5 MUESTRA DE LA SUPERFICIE DE EMBALSE DE LA REPRESA GALLITO CIEGO.....	20
FIGURA 6 PROCESO DE LA ELECTRÓLISIS	32
FIGURA 7 DIAGRAMA DE FLUJO DEL DISEÑO METODOLÓGICO	39
FIGURA 8 ACTIVIDADES MINERAS QUE DEMANDAN HIDRÓGENO	41
FIGURA 9 POTENCIA Y ENERGÍA ADICIONAL OFERTADA A LA CENTRAL DE HIDRÓGENO	46
FIGURA 10 CONSUMO DE AGUA ANUAL, PARA PRODUCIR 600 TON DE HIDRÓGENO	48
FIGURA 11 CONSUMO DE AGUA ANUAL, PARA PRODUCIR 600 TON DE HIDRÓGENO VERDE	49
FIGURA 12 DISTANCIA DESDE LA HIDROELÉCTRICA GALLITO CIEGO HASTA LA PLANTA DE HIDRÓGENO .	56
FIGURA 13 ÁREA PROPUESTA DONDE SERÁ CONSTRUIDA LA PLANTA DE HIDRÓGENO VERDE.....	57
FIGURA 14 IMAGEN SATELITAL AÉREA QUE MUESTRA LA UBICACIÓN DE LA CENTRAL DE HIDRÓGENO	57
FIGURA 15 IMAGEN SATELITAL AÉREA DE LA PROXIMIDAD GEODÉSICA DE LA PLANTA DE HIDRÓGENO VERDE HASTA LA MINERA YANACOCCHA	58
FIGURA 16 ÁREA MEDIDA EN HA DE LA PH ₂ VGC	70
FIGURA 17 ANÁLISIS FINANCIERO DEL PROYECTO CENTRAL DE HIDRÓGENO GALLITO CIEGO (LATERAL IZQUIERDO)	71
FIGURA 18 ANÁLISIS FINANCIERO DEL PROYECTO CENTRAL DE HIDRÓGENO GALLITO CIEGO (LATERAL DERECHO)	72
FIGURA 19 DATOS DE LA CHGC BRINDADOS POR STATKRAFT	75
FIGURA 20 LEY PROMULGADA DE FOMENTO DEL HV.....	76
FIGURA 21 REPORTE EN TIEMPO REAL DEL LCOH	77

RESUMEN

La presente investigación evalúa la viabilidad técnica, económica y geográfica para la instalación de una planta de producción de hidrógeno verde, ubicada en las proximidades de la Central Hidroeléctrica Gallito Ciego, en el departamento de Cajamarca, Perú. El proyecto propone generar hidrógeno verde mediante el proceso de electrólisis, utilizando como insumo la energía hídrica excedente de la central hidroeléctrica Gallito Ciego. La producción estimada es de 600 toneladas anuales, destinadas al abastecimiento del sector minero de la región de Cajamarca. La investigación emplea una metodología no experimental de tipo descriptivo, basada en la revisión documental y entrevistas a expertos. La planta contempla el uso de cinco electrolizadores tipo Proton Exchange Membrane de 1,25 MW, con una demanda energética anual de 30 GWh y un requerimiento hídrico de 7 560 m³. Los análisis financieros revelan un escenario favorable, con un Valor Actual Neto de S/ 384 974,00 una Tasa Interna de Retorno del 13 % y una relación beneficio/costo de 3,09; estimándose una recuperación de la inversión en cuatro años. Desde el punto de vista geográfico, el terreno propuesto presenta condiciones óptimas de accesibilidad, geología y clima, con una ubicación estratégica cercana tanto a la central hidroeléctrica como a la unidad minera Yanacocha. La investigación concluye que el proyecto es viable en sus tres dimensiones y representa una alternativa sostenible para la descarbonización del sector energético minero.

Palabras claves: Hidrógeno verde, Hidroeléctrica, Electrólisis, Viabilidad.

ABSTRACT

This research assesses the technical, economic, and geographical feasibility of installing a green hydrogen production plant near the Gallito Ciego Hydroelectric Power Plant in the department of Cajamarca, Peru. The project aims to produce green hydrogen through the electrolysis process, using surplus hydroelectric energy from Gallito Ciego Hydroelectric Power Plant as the primary input. The estimated annual production is 600 tons, intended to supply the mining sector in the Cajamarca region. The study employs a non-experimental, descriptive methodology based on documentary review and expert interviews. The proposed plant includes five Proton Exchange Membrane electrolyzers of 1,25 MW each, requiring an annual energy demand of 30 GWh and a water supply of 7 560 m³. Financial analysis indicates a favorable scenario, with a Net Present Value of s/ 384 974, 00, an Internal Rate of Return of 13%, and a benefit-cost ratio of 3,09; estimating investment recovery within four years. From a geographical perspective, the proposed site offers optimal conditions in terms of accessibility, geology, and climate, with a strategic location near both Gallito Ciego Hydroelectric Power Plant and the Yanacocha mining unit. The study concludes that the project is feasible across all three dimensions and represents a sustainable alternative for decarbonizing the mining energy sector.

Keywords: Green hydrogen, Hydroelectric, Electrolysis, Feasibility

I. Introducción

1.1 Formulación del problema de investigación

El Proyecto Especial Jequetepeque Zaña (PEJEZA) es un proyecto de generación de energía e irrigación agrícola, ubicado en el departamento de Cajamarca, muy cerca de los límites de La Libertad y Lambayeque, fue concebida en tres etapas: la primera, en el Valle Jequetepeque, destinada a mejorar el riego de 36 000 ha y 6 720 ha adicionales; la segunda, orientada a optimizar 13 700 ha de riego e incorporar 9 100 ha; y la tercera comprende la ejecución de la Central Hidroeléctrica Gallito Ciego (CHGC), con una potencia instalada de 34 MW en el año 1988 (Salzgitter Industriebau GMBH, 1973).

La presente investigación plantea un estudio de viabilidad para la instalación de una Planta de Hidrogeno Verde en Gallito Ciego (PH₂VGC) que aproveche el recurso hídrico y energético del PEJEZA, esta planta de Hidrogeno debe integrarse a la ya existente CHGC, la cual cuenta con una capacidad de generación de 34 MW de potencia y es gestionada por la compañía noruega Statkraft. De manera complementaria la propuesta es generar hidrógeno verde (HV) para abastecer la creciente actividad minera en la ciudad de Cajamarca, dado que este combustible se adapta a numerosos requerimientos energéticos necesarios en la minería.

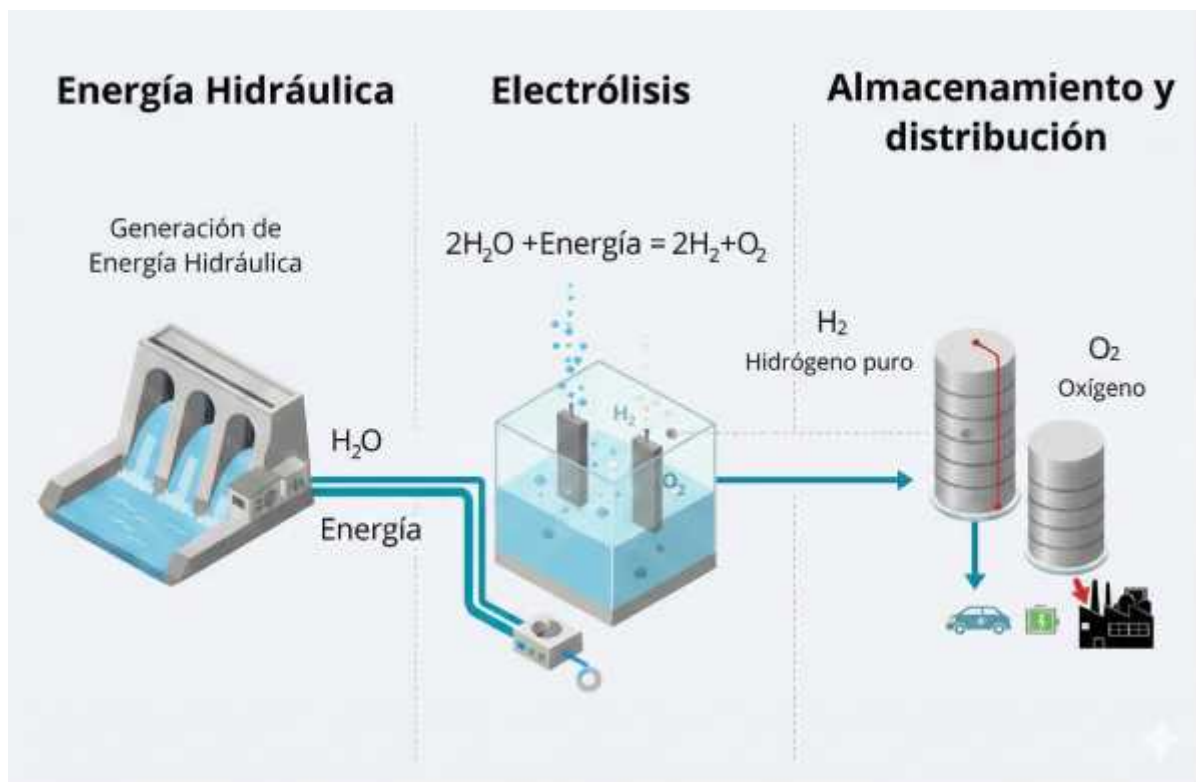
El uso del hidrógeno (H₂) se proyecta como ruta de fortalecimiento energético, ideal para la interrelación con energías renovables diversas. El H₂ es una de las energías de mayor proyección dentro de las múltiples energías renovables.

El camino del H₂ se fundamenta en tres aspectos principales: primero, reconocerlo como una fuente de energía limpia, con una tendencia de contaminación cercana a

cero; segundo, considerar el marco legal sobre el impulso del HV, Ley N° 31992 formulada en marzo del 2024, donde se promueve actividades como la investigación, producción, transformación, distribución, comercialización y exportación del HV, considerándolo y proyectándolo como un vector energético; y tercero, establecer un diagnóstico de la situación del país para implementar nuevas energías renovables, como es el H₂ (Sánchez, 2019).

Figura 1

Esquema básico de la producción de hidrógeno usando energía hidráulica

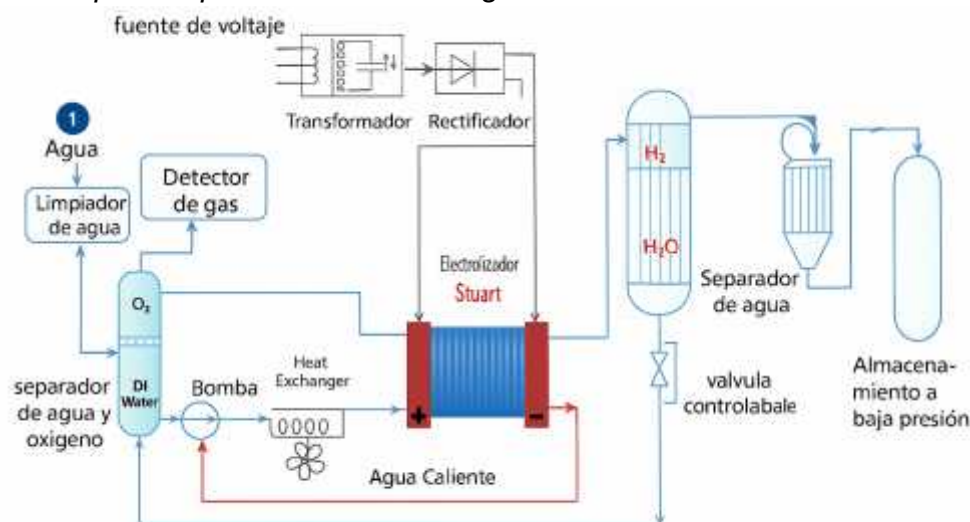


Nota. La figura 1 muestra un esquema básico de cómo se lleva a cabo la electrólisis, Ante ello sabemos que la transformación de energías primarias en secundarias es compleja, tal como lo explican las propias leyes de la termodinámica, además, éstas tienden a dispersarse irreversiblemente, generando limitaciones en su almacenamiento (Sáenz Díaz, 2020)

Es importante por lo tanto seguir descubriendo formas de almacenar energía de manera eficiente, para minimizar la dependencia de la transitoriedad energética en la sociedad. Así mismo, el incremento de la demanda de energía eléctrica en el sector de transporte y otros sectores, la escasez de combustibles fósiles y las altas emisiones de dióxido de carbono (CO_2), compuestos de azufre y nitrógeno, hidrofluorocarbonos (HFC) y perfluorocarbonos (PFC), desafían a los ingenieros a buscar otras alternativas mucho más amigables con el medio ambiente, abriendo paso a la implementación de fuentes renovables que permiten reducir y controlar el problema del calentamiento global que amenaza el bienestar de la humanidad (Cristóbal Rodríguez, 2020).

Figura 2

Planta de electrólisis tipo Electrolizadores de Membrana de Intercambio de Protones para la producción de hidrógeno



Nota. La figura 2 muestra el proceso de producción de hidrógeno por el método de electrólisis.

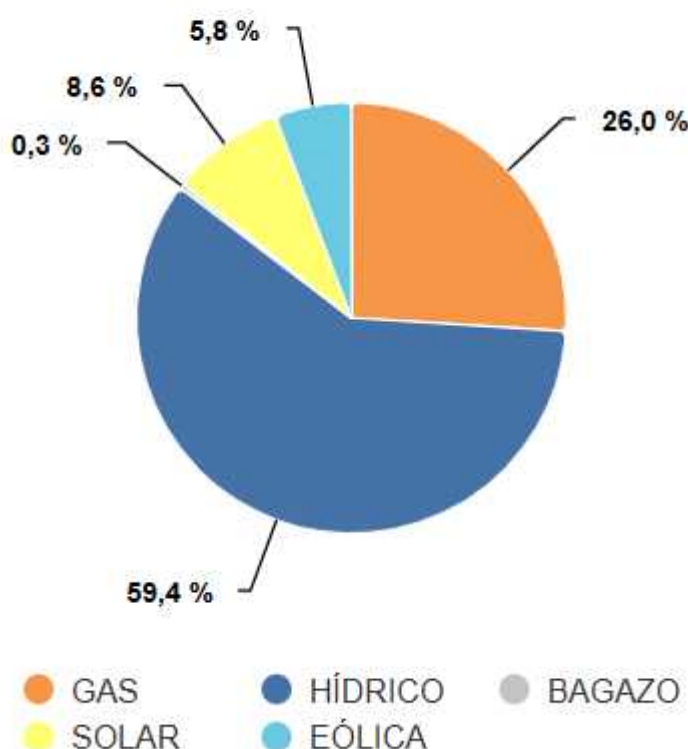
La energía eléctrica proveniente de una fuente renovable (como hidroeléctrica) es convertida de corriente alterna a continua mediante un transformador y rectificador. Luego, el agua desmineralizada es bombeada y calentada a través de un intercambiador de calor para mejorar la eficiencia del proceso. Seguido, en los Electrolizadores de Membrana de Intercambio de Protones (PEM), la corriente eléctrica separa las moléculas de agua en H_2 y oxígeno (O_2). El oxígeno se evacua

por una línea independiente, mientras que el H₂ pasa por un separador de agua para eliminar la humedad residual.

Finalmente, el hidrógeno seco se almacena en un tanque a baja presión, listo para su uso industrial o energético. (Sáenz Díaz, 2020), (Cristóbal Rodríguez (2020)

Figura 3

Producción acumulada según COES en MWh de energía, según el tipo.



Nota. La Figura 3 presenta la distribución porcentual de la producción acumulada de energía eléctrica de 212 060 920 MWh en el SEIN, según datos del COES al 22 de octubre de 2025, Perú.

Se observa que la generación de energía hídrica representa el 59,40 % del total, seguida por el gas natural con 26 %. La energía eólica y solar aportan 5,80 % y 8,60 % respectivamente, mientras que la biomasa (bagazo) contribuye con 0,30 %. Estos resultados evidencian la predominancia de la energía hidráulica en la matriz eléctrica peruana y la limitada participación de tecnologías renovables emergentes.

Según la Agencia Internacional de Energía (EIA, 2024), alrededor del 60 % de la energía que se produce proviene de los combustibles fósiles a nivel mundial. Esta dependencia genera significativas implicaciones económicas y medioambientales. Desde un enfoque económico su producción se centraliza en determinadas regiones del mundo por factores básicamente políticos elevando así su precio. Desde un enfoque medioambiental, los gases emitidos por su combustión son la principal causa del efecto invernadero en el planeta (Castiblanco y Cárdenas, 2020).

El hidrógeno es uno de los elementos químicos más ligero, simple y abundante en el universo, considerado una fuente de energía limpia que no genera emisiones. La producción de H_2 en la actualidad es la siguiente: 48 % a partir de gas natural, 30 % de aceite, 18 % de carbón y sólo el 4 % a partir de electrólisis del agua.

La electrólisis del agua es uno de los métodos más importantes para obtener H_2 , se requiere suministrar energía para llevar a cabo la reacción química de Reducción - oxidación, dividiendo a la molécula de agua en H_2 y O_2 . Esta energía que se requiere en la electrólisis se puede obtener usando fuentes de energía renovables como la solar (fotovoltaica), eólica e hidráulica (Acar y Dincer, 2014). La eficiencia teórica del proceso de electrólisis bajo parámetros ideales podría llegar al 75 %. Es decir, por cada Joule de energía eléctrica que se consume, se genera una cantidad de H_2 que posee 0,75 Joules de energía (Miranda Bórquez, 2013).

Figura 4
Proyección de hidrógeno para el 2030



Nota. La figura 4 describe los proyectos de energía con HV al 2030 MINEM – DGEE.

En concordancia con el documento de trabajo sectorial relacionado a las contribuciones nacionales determinadas del Ministerio de Energía y Minas del Perú, se acordó reducir emisiones de gases contaminantes de gases de efecto invernadero (GEI) totales de 14 768 MtCO₂eq, al año 2023. Para lograrlo, se propuso la promoción de suministros de electricidad con recursos renovables representando 4 347 MtCO₂eq (Buendía et al, 2022).

Actualmente, el deterioro ambiental en el Perú compromete el 3,90 % del producto bruto interno, debido a las malas prácticas y la generación de pasivos ambientales. Esto se visualiza principalmente en la contaminación de cuerpos hídricos y aire, la

degradación de suelos, la deforestación, la desertificación y la acumulación de residuos sólidos domiciliarios. Además de los efectos del cambio climático que agudizan la incidencia del fenómeno “El Niño”, la recurrencia de sequías y heladas, el aumento del nivel del mar en zonas costeras, entre otros; proyectando una pérdida del 4 % del PBI (Vásquez y Gamio, 2018).

No obstante, el Perú cuenta con un gran potencial de energías renovables, las cuales pueden ser aprovechadas para obtener la energía que se requiere en la producción de H₂ mediante el proceso de electrólisis. Así mismo, Perú tiene 100 potenciales proyectos de aprovechamiento hidroeléctrico ubicados en varios departamentos generando un potencial técnico aprovechable de 69 445 MW. Del cual corresponde una parte a la CHGC en el departamento de Cajamarca (Pereyra, 2011). En la región de Cajamarca se encuentra el proyecto de irrigación y de energía JEPEZA, la represa Gallito Ciego tiene un área aproximada de 14 km².

Figura 5

Muestra de la superficie de embalse de la represa Gallito Ciego



Nota. La figura 5 muestra una foto satelital de Google Earth indicando la superficie del embalse de la represa Gallito Ciego, con 14,26 km² ($\pm 1\text{km}^2$).

Por tal motivo, en la presente tesis, se evaluará la viabilidad de la instalación de una PH₂VGC cerca de la CHGC mediante el método de electrólisis, aprovechando la energía hidráulica que proporcionará la hidroeléctrica existente, tomando también el recurso hídrico de la zona. Para ello consideramos tres dimensiones: técnica, económica y geográfica.

1.2 Objetivos de la investigación General y específicos

1.2.1 Objetivo general

Evaluar la viabilidad técnica, económica y geográfica de la instalación de una Planta de Hidrógeno verde Gallito Ciego mediante el método de electrólisis, utilizando la energía hidráulica de la Central Hidroeléctrica Gallito Ciego.

1.2.2 Objetivos específicos

- Estimar la demanda de H_2 en la industria minera de la región Cajamarca.
- Determinar la producción de H_2 en la PH₂VGV, mediante la selección del electrolizador y eficiencia del electrolizador.
- Determinar la disponibilidad de energía hidráulica de la CHGC destinada al funcionamiento de la PH₂VGC.
- Cuantificar el requerimiento hídrico necesario para el proceso de electrólisis en la PH₂VGC, con relación a la capacidad de producción proyectada.
- Evaluar la viabilidad económica de la PH₂VGC mediante el análisis de costos de instalación, operación y mantenimiento, así como la estimación de los indicadores financieros: Tasa interna de retorno (TIR) y valor actual neto (VAN), periodo de recuperación y relación beneficio/costo bajo distintos escenarios económicos.
- Indicar las características geológicas y geográficas del terreno destinado a la instalación de la PH₂VGC, considerando su proximidad a la GHGC y la accesibilidad vial de la zona de Cajamarca.

1.3 Hipótesis central de la investigación

La instalación de una planta de hidrógeno verde mediante el método de electrólisis es técnica, económica y geográficamente viable, ya que aprovecha la energía hidráulica disponible de la central hidroeléctrica Gallito Ciego, cuenta con condiciones geográficas favorables y responde a la demanda potencial de hidrógeno en la región.

1.4 Justificación e importancia de la investigación

Frente al incremento de la demanda de energía a nivel mundial, el agotamiento de los recursos fósiles y el escenario mundial de la descarbonización de la matriz energética con miras al 2050 es importante que se promuevan fuentes de energías renovables que sustituyan el carbono y a la vez sean viables, eficientes y rentables económicamente para la producción de energía y su utilización. Ante esta necesidad es importante contar con información que conduzcan a futuras inversiones. Es por ello, que en la presente investigación trata de analizar la viabilidad de la instalación de una PH₂VGC cercano a la CHGC mediante el método de electrólisis. Este método requiere de una determinada cantidad de energía “verde” por lo que se pretende aprovechar el excedente de energía que puede producir dicha hidroeléctrica.

De esta manera el H₂ se almacenaría en forma de energía favoreciendo no sólo a las exigencias de demandas energéticas, sino que también a la reducción de GEI conservando la naturaleza y mejorando la calidad de vida del ser humano.

II. Marco teórico

2.1. Antecedentes

Buttler y Spliethoff (2018) analizan el estado actual de la electrólisis del agua como tecnología clave para el almacenamiento de energía, el balance de la red eléctrica y la integración sectorial mediante los conceptos de Power-to-Gas(PtG) y Power-to-Liquids(PtL). Comparan las principales tecnologías de electrolisis: alcalina, Proton Exchange Membrane(PEM) y Solid Oxide Electrolyzer Cell(SOEC), evaluando aspectos como capacidad, rendimiento, flexibilidad operativa, vida útil y costos. Resaltan que la electrólisis PEM, destaca por su rápida respuesta y alta adaptabilidad, cualidades que la hacen ideal para integrarse con fuentes renovables intermitentes como las centrales hidroeléctricas.

Adicionalmente, un estudio realizado en Brasil demostró la viabilidad técnica y económica de usar excedentes hidroeléctricos para producir HV, estableciendo que esta alternativa puede ser rentable en regiones con abundancia hídrica (Sá y Oliveira, 2024). En Ecuador, Gutiérrez-López et al. (2024) identificaron plantas hidroeléctricas clave con capacidad excedente para producir HV, aunque advirtieron que este excedente disminuirá hacia 2030. Finalmente, el informe del CSIS (2023) señaló que América Latina, especialmente países como Chile y Paraguay, están avanzando en estrategias de producción de H₂, lo que posiciona a la región como un futuro productor competitivo a nivel global.

Según (Rodriguez et al, 2009), realizaron un análisis de producción de HV por el método de electrólisis, donde se establecieron tres distintos factores: disponibilidad del recurso de energía renovable, costo de producción y requerimientos anuales de energía, concluyendo que el costo de energía eléctrica provenientes de fuentes renovables es de \$ 50 MWh y el de energía eléctrica convencional \$70 MWh,

generando la posibilidad de que el H₂ pueda competir en el mercado, ya que su costo sería entre los \$12-16 kg. Así mismo, menciona que la eficiencia del poder calorífico teórica de los electrolizadores de diferentes compañías

está entre 54 y 67 kWh/kg, comparada con la obtenida en su estudio (39 kWh/kg), alcanza una eficiencia mayor del 50 %.

Así mismo, (Medina, et al, 2016), menciona que la energía utilizada en la producción de H₂ mediante la electrólisis en la Provincia de Santa Cruz, Argentina, proviene de tres fuentes primarias: eólica, solar y biomasa, obteniendo una capacidad de producción de 100 m³ de H₂/día, suficiente para abastecer 353 vehículos con combustible híbrido (HGNC), cuya composición es 12 % de hidrógeno en gas natural comprimido (GNC). Además, determinó que la forma de entrega más rentable es el gasoducto virtual, con un costo aproximado en \$ 6,5 kg/H₂.

(Acar y Dincer, 2014), realizaron una evaluación comparando ocho métodos de producción de H₂, considerando aspectos ambientales, económicos y de eficiencia energética. Entre los métodos analizados se encuentran el reformado de gas natural, la gasificación de carbón, la electrólisis del agua mediante energía eólica y solar, la gasificación de biomasa, la división termoquímica del agua con ciclos Cu–Cl y S–I, y la electrólisis de alta temperatura. Obteniendo como resultados que los ciclos termoquímicos Cu–Cl y S–I presentan menores impactos ambientales en términos de potencial de calentamiento global y acidificación en comparación con los métodos tradicionales. Sin embargo, la electrólisis alimentada por fuentes renovables, como la energía hidroeléctrica, también ofrece resultados ambientalmente atractivos, aunque actualmente enfrenta desafíos en términos de costos de producción.

Según el documento técnico “Producción y almacenamiento de HV: información sobre los riesgos y seguridad garantizada de las plantas” de Dräger (2022) advierte que la

producción y almacenamiento de HV conlleva riesgos particulares, como su alta inflamabilidad, la dificultad para detectar fugas y la acumulación en zonas elevadas debido a su baja densidad. Además, al quemarse, el hidrógeno genera una llama casi invisible, lo que dificulta su detección visual. Para garantizar la seguridad en las plantas, se recomienda implementar sistemas de detección fija y móvil, sensores especializados para evitar falsas alarmas, y detectores de radiación UV para identificar posibles llamas. Estas medidas son fundamentales al considerar la instalación de una planta de HV en la CHGC, ya que asegurar condiciones operativas seguras es tan crucial como su viabilidad técnica y económica.

(Rodríguez, 2020), desarrolló un modelo matemático para determinar el potencial de instalación de electrolizadores de H_2 en una central hidroeléctrica. La validez de dicho modelo se verificó con datos reales y los resultados mostraron una buena correlación entre los valores medidos y calculados con el modelo numérico. Además, el análisis del flujo de agua revela que las pérdidas de energía representan aproximadamente el 10 % de la producción total de energía de H_2 de la central hidroeléctrica.

La producción de HV tiene un alcance favorable para el ambiente. Sin embargo, el retorno monetario al instalar una planta de hidrógeno por el método de electrólisis a partir de energía eólica, recién se percibe en el transcurso del décimo cuarto año, es en ese momento donde el precio por KWh iguala el precio de la producción del petróleo tal como (Bórquez, 2013) menciona que, no es rentable la venta del H_2 como combustible, ya que el VAN es menor que cero, esto significa que el proyecto no es rentable y la TIR tiene un valor negativo, es decir que la tasa mínima de rendimiento requerida por un inversionista no es alcanzada. Lo que hace al proyecto no viable. No obstante, transcurrido los 14 años recién se percibe retorno monetario.

En una investigación acerca de la producción de HV usando módulos fotovoltaicos y colectores solares, (Gómez, 2022) afirma que a mayor radiación incidente tanto en los módulos fotovoltaicos y los colectores solares, habrá mayor corriente, mayor temperatura del agua a la salida de los colectores y por consecuencia mayor producción de H₂. Así mismo mencionó que cuando se calienta el agua previamente antes de realizar el proceso de electrólisis, a través de los colectores solares con radiación solar de 1000 W/m^2 se alcanza una temperatura de 70 °C y se obtiene una producción de hidrógeno cercana a los 422 ml/min, pero sin colectores la producción baja a 365 ml/min, es decir se reduce al menos un 13,5 % de la producción. Además, señaló que el uso de los colectores aumenta costos adicionales a los proyectos, por lo que técnicamente el uso de colectores solares debe de calentar el agua hasta el punto de que la producción sea mayor a 10 % con respecto al no usarlos.

En otro estudio acerca de la producción de HV haciendo uso de la energía solar (Sharma y Mohan, 2017) menciona que el foto-convertidor y los electrolizadores tienen una eficiencia del 20 % y 80 %, respectivamente. Así mismo, la conversión de energía solar tiene una eficiencia aproximada del 16 %.

Por otro lado, (Buendía et al, 2022) hizo la propuesta de construir una central solar con una capacidad instalada de 10 MW y una planta de electrólisis de 7,8 MW con la capacidad de producir diariamente una tonelada de HV por lo que se obtuvo un TIR de 24,80 % y un VAN de \$ 3 721 312,00 con un tiempo de recupero de 3,56 años con un precio de \$ 9 kgH₂. Sin embargo, para que el precio del HV sea competitivo debe ser de \$ 4,38 kgH₂.

(Castiblanco y Cárdenas, 2020) señalan que la electrólisis del agua es una de las tecnologías más prometedoras para la producción sostenible de HV, especialmente cuando se alimenta con electricidad proveniente de fuentes renovables como la

hidroeléctrica. En condiciones estándar, este proceso requiere un mínimo teórico de 237 kJ por mol de agua disociada y consume aproximadamente 142 MJ por kilogramo de HV producido, lo que evidencia la necesidad de contar con fuentes energéticas estables y de bajo costo. Acerca del uso de hidroeléctricas se realizan a filo de agua, sin embalse, debido a que representa una opción eficiente y menos impacto ambiental, permitiendo el almacenamiento energético en forma de H_2 durante los picos de generación. Así mismo, el Perú en cuanto a energías renovables, cuenta con abundantes recursos como biomasa en la Amazonia, energía hidráulica en la cuenca del Atlántico, geotermia en la zona andina, energía eólica en la costa y energía solar en el sur del país. A pesar de su alto potencial, la inversión energías renovables ha disminuido, ubicando al Perú en el sexto lugar de la región en 2015, con una inversión de \$ 155 millones. En este contexto los autores proponen incrementar la participación de tecnologías limpias al 15 % para 2025 y al 40 % para 2040, con el objetivo de alcanzar una matriz eléctrica compuesta en un 80 % por energías renovables para 2050 (Vásquez y Gamio Aita, 2018).

Según el ministro de Energía y Minas, Rómulo Mucho, en el marco del LATAM-Japan Hydrogen Workshop 2024, el Perú posee un gran potencial para desarrollar energías renovables y producir HV, gracias a sus abundantes recursos hidráulicos y solares. En 2023, las energías renovables representaron el 6,25 % de la producción eléctrica, y un 54 % de la generación total. Aunque la matriz energética aún depende de hidrocarburos, con un 42,70 % del consumo en el transporte, el país busca reducir sus emisiones. En 2024 se promulgó la Ley N.º 31992, que promueve el desarrollo integral del HV.

(Brijaldo et al, 2021) analizan diversas rutas para la producción de H_2 , destacando las termoquímicas, bioquímicas, fotoquímicas y electroquímicas. Estas rutas utilizan

diferentes fuentes, como biomasa y combustibles fósiles, y emplean procesos como el reformado con vapor, la gasificación, la electrólisis del agua y la fermentación oscura. La elección de la ruta adecuada depende de factores como la disponibilidad de recursos, la eficiencia energética y el impacto ambiental.

(Cancino, 2021) evaluó la producción y almacenamiento de HV en Chile mediante una planta de electrólisis alimentada con energía solar. Comparó el almacenamiento por licuefacción y compresión, hallando que la licuefacción, con una inversión inicial de \$ 2,79 millones, resultó más económica que la compresión, que requería \$ 3,42 millones. Aunque la licuefacción necesita más tiempo para operar (40 días), ofrece menores costos de almacenamiento.

Carmo et al. (2013) realizó una revisión exhaustiva sobre la tecnología de electrólisis de PEM, destacando su idoneidad para producir HV en combinación con fuentes renovables como la energía solar e hidroeléctrica. La electrólisis PEM ofrece ventajas significativas, incluyendo una alta densidad de corriente (hasta 10 A/cm²), eficiencia eléctrica del sistema entre 67 % y 82 %, y capacidad para operar a presiones de hasta 30 bar, lo que permite la producción directa de hidrógeno comprimido.

Api y Horna (2019) analizan la pérdida de capacidad del embalse Gallito Ciego debido a la colmatación por sedimentos, evidenciando una reducción de 426,80 a 366,08 millones de metros cúbicos (MMC) según el estudio batimétrico de 2017, lo que representa una pérdida de 60,72 MMC. Esta disminución compromete el abastecimiento de agua para riego y consumo en los valles de Jequetepeque y Zaña. Como alternativas, los autores proponen la instalación de clapetas, que permitirían controlar hasta 45 MMC adicionales de volumen útil, así como un proyecto de reforestación en las cuencas altas que genere bonos de carbono al contribuir con la reducción de gases contaminantes.

Samaniego (2018) aplicó el modelo de Ecuación Universal Revisada de Pérdida de Suelo (RUSLE) y el coeficiente Sediment Delivery Ratio (SDR) para estimar la pérdida de volumen útil del embalse Gallito Ciego por colmatación. El estudio, basado en datos geoespaciales de 1983 a 2015, determinó una tasa media de erosión de 45,9 toneladas por hectárea al año. Al integrar el SDR, se estimó el volumen real de sedimentos que llega al embalse, permitiendo proyectar su vida útil y fundamentar acciones de manejo de sedimentos en la cuenca alta del río Jequetepeque.

Jiménez et al. (2014) centraron su estudio en la distribución de H_2 en un reactor de agua utilizando códigos de simulación numérica CFD. Su investigación se enfocó en escenarios de accidentes severos, con el objetivo de mejorar la comprensión del comportamiento del H_2 en situaciones críticas y aportar al diseño seguro de sistemas nucleares, en los que el hidrógeno podría desempeñar un papel como combustible auxiliar.

Espínola y Acevedo (2016) llevaron a cabo un estudio enfocado en el análisis energético y exergético de una planta de producción de H_2 mediante electrólisis, proporcionando datos relevantes sobre el rendimiento del sistema. La inclusión del análisis exergético permitió evaluar no solo la cantidad, sino también la calidad de la energía involucrada en el proceso, lo cual resulta fundamental en instalaciones con elevados requerimientos energéticos.

Suárez (2019) ofreció una perspectiva accesible sobre el H_2 , destacando su importancia en el contexto actual y sus diversas aplicaciones en los ámbitos industrial, energético y científico. Su trabajo contribuye a la difusión del conocimiento sobre este vector energético. Además, Fernández (2013) desarrolló una revisión integral sobre

el estado del H₂ como vector energético, analizando su evolución histórica, sus usos actuales y su potencial en el futuro. En su reflexión final, resalta que más allá del desarrollo tecnológico, el reto está en su integración efectiva en un modelo energético sostenible y equitativo.

Pino (2009) analizó la viabilidad económica de la producción de HV a partir de energía eólica, denotando que, bajo los costos actuales de equipos, operación y mantenimiento, este método no resulta competitivo. El estudio estimó un costo de producción cercano a 7 €/kg, mientras que el precio aceptado por el consumidor ronda los 4,5 €/kg. Además, se identificó que, para alcanzar la rentabilidad, sería necesario reducir en más del 30 % los costos de adquisición de componentes como el aerogenerador y el electrolizador, y elevar la eficiencia global del sistema hasta un 90%. También se destacó la existencia de economías de escala, indicando que duplicar la capacidad de una planta podría reducir los costos hasta en un 25 %.

Muñoz (2015) abordó la viabilidad de producir hidrógeno a partir de energía solar en Colombia, resaltando su alto potencial dentro del contexto latinoamericano. Su estudio contribuye un aporte regional importante al análisis de tecnologías limpias para la generación de H₂.

2.2. Marco conceptual

2.2.1. Hidrógeno

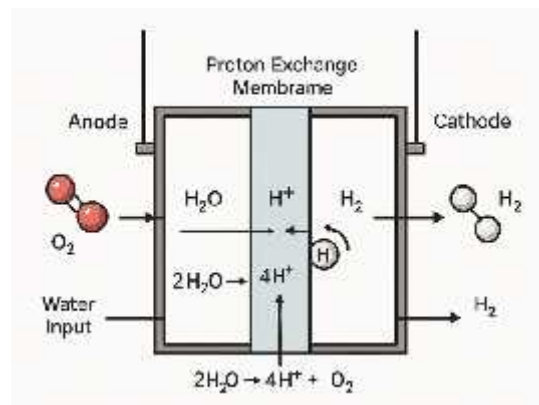
Elemento químico más abundante en el universo, se encuentra en estado líquido y gaseoso, tiene un alto poder calorífico, el cual es el triple que el de la gasolina; debido a que sólo libera vapor de agua, cuando es usado como combustible, se le considera energía limpia y del futuro. (Bolaños, 2005).

2.2.2. Hidrógeno verde

Es el H₂ producido mediante electrólisis del agua utilizando energía proveniente de fuentes renovables, sin generar emisiones de gases de efecto invernadero en su proceso, como punto adicional es que para su producción se necesita menos agua que el hidrógeno azul o plomo (IRENA, 2022).

2.2.3. Electrólisis del agua

Figura 6
Proceso de la Electrólisis



Nota. La figura 6 muestra el proceso electroquímico mediante el cual se descompone el H₂O en O₂ e H₂ mediante la aplicación de una corriente eléctrica. Cuando la energía eléctrica utilizada proviene de fuentes renovables, el H₂ resultante se clasifica como verde (Carmo et al., 2013).

2.2.4. Viabilidad técnica

Se refiere a la posibilidad de implementar técnicamente un proyecto, considerando aspectos como disponibilidad de recursos, compatibilidad tecnológica, condiciones operativas y normativas vigentes (Sampieri et al. 2022).

2.2.5. Viabilidad económica

Implica el análisis de rentabilidad y sostenibilidad financiera de un proyecto, evaluando indicadores como VAN, TIR y Periodo de Recuperación de la Inversión (PRI) (Ross et al., 2021).

2.2.6. Sustentabilidad energética

Concepto que abarca el uso racional y eficiente de los recursos energéticos, promoviendo el acceso equitativo, la seguridad energética y la protección del medio ambiente (ONU, 2023).

2.2.7. Objetivos de desarrollo sostenible (ODS)

Agenda establecida por las Naciones Unidas que incluye 17 objetivos globales para erradicar la pobreza, proteger el planeta y asegurar la prosperidad. Esta investigación se alinea con los objetivos de desarrollo sostenible (ODS) 7, 9 y 13, relacionados con energía limpia, infraestructura sostenible y acción por el clima (PNUD, 2023).

2.2.8. Propiedades del hidrógeno

El H_2 cuenta con propiedades que lo vuelven más sensible en relación con otros combustibles; la ignición de este gas requiere de una energía 15 veces menos que la del gas natural y su inflamabilidad es 10 veces mayor que la de gases licuados como la gasolina; su densidad es muy baja incluso que el aire y el propano. En cuanto a las características principales de su reacción de combustión primero, se puede mencionar a la autoignición, que es la temperatura mínima en la que una sustancia

arde sin necesidad de una fuente de ignición al entrar en contacto directo con el aire a una atmósfera de presión; segundo, el rango de inflamabilidad que oscila entre 4 % y 75 % por volumen, debido a que su concentración en el aire que puede producir ignición es mucho mayor que otros combustibles gaseosos, tercero la energía requerida para iniciar la combustión en condiciones óptimas es mucho más baja que otros combustibles, y cuarto al inicio de la combustión se genera una llama que no percibido por el sentido de la vista. Por lo que se requiere implementar medidas de control de riesgos de explosión (Fernández, 2005).

2.2.9. Seguridad en el diseño de la planta de hidrógeno

En el diseño es importante realizar un análisis de riesgo detallado y utilizar las técnicas adecuadas para resolver cualquier eventualidad que se pueden presentar. Las técnicas más usadas son: identificación general de peligros en fases tempranas (HAZID), análisis detallado de desviaciones en procesos (HAZOP), sistemas de detección y protección contra incendios (FIRE) y detección y mitigación de gases inflamables o tóxicos (GAS), las cuales se adaptarán según la etapa del proyecto, el objetivo y la política de gestión de riesgos que haya definido el ingeniero de proyectos. Los beneficios que se tiene al usar estas técnicas son: identificación de riesgos internos y externos que generan incidentes con el H₂ u otros compuestos existentes en la planta o durante su construcción y operación de planta, determinación del daño originado por accidentes en base a las consecuencias y efectos sobre los equipos y personal, identificación de incidentes potenciales y control de riesgos a niveles aceptables (Reyes et al, 2021).

2.2.10. Seguridad en la Operación, Fiabilidad y Mantenimiento

En los sectores de energía (petróleo y gas) es necesario y fundamental que implementen estándares de GSP (Gestión de Seguridad de Procesos) para evitar

daños materiales y humano. La herramienta GSP desarrolla e implementa los siguientes estándares seguridad: liderazgo organizacional y personal consiente respecto a la seguridad de operaciones y procesos, evaluación de riesgos y peligros relacionados a los procesos químicos, gestión de herramientas que facilitan la supervisión y la mejora. En la actualidad se cuenta la norma ISO/TR 15916:2015 que nos informa sobre los lineamientos y consideraciones básicas de seguridad referente a peligros y riesgos en los sistemas de hidrogeno (líquido y gaseoso) y su adecuado almacenamiento. Esta misma norma se aplica para la producción de HV (Reyes et al, 2021)

2.2.11. El hidrógeno como vector energético y energía limpia del futuro

La energía renovable verde, hace que el H₂ sea considerado como vector energético, útil para la descarbonización de determinados procesos industriales como la electricidad, el transporte, entre otros. Además, es una materia prima que se requiere en diferentes industrias como: siderurgia, refinería, industria química; en donde el H₂ sustituye algunos reductores como el carbono, reduciendo emisiones de CO₂.

Los avances tecnológicos en los últimos años respecto a energías renovables han influido en el valor del H₂, permitiendo la reducción en los costos de su producción, volviéndola competitiva, superando inclusive a los costos de producción del hidrógeno no renovable azul o plomo. Entonces al referirnos de un futuro energético más amigable con el ambiente, el H₂ cumple un rol muy importante (Morante et al, 2020). Está claro que, si no se resaltamos la significancia del HV como alternativa energética para reducir las emisiones de CO₂, no lograremos alcanzar los objetivos climáticos a nivel mundial.

2.2.12. Potencial para producción de hidrógeno verde en el Perú

El Perú es un país en el que existe un gran potencial de energías renovables, esto facilita la búsqueda de soluciones energéticas a gran escala logrando las exigencias ambientales en la actualidad. Muchos sectores buscan implementar tecnologías que optimice la matriz energética en sus procesos.

Uno de los sectores que aporta en gran medida al producto bruto interno (PBI) en el Perú es el sector minero. En el año 2020, se tuvo una producción de 2 149 millones de toneladas, es por eso por lo que se considera como el pilar más importante de la economía peruana. El aporte de este sector al PBI alcanza el 10 % y referente al total de exportaciones del país, el 60 % procede de la minería. Por lo tanto, la importancia del sector minero como promotor de la producción del HV es crucial para descarbonización en la matriz energética peruana (Morante et al, 2020).

2.2.13. Viabilidad de proyectos energéticos

La evaluación de viabilidad técnica implica analizar si es posible implementar un proyecto en condiciones reales, considerando los aspectos de ingeniería, disponibilidad de insumos (agua, energía, espacio), clima, ubicación geográfica y confiabilidad de la tecnología a utilizar. En el caso de una planta de H₂, esto abarca el estudio de la fuente energética (como una central hidroeléctrica), el tipo de electrolizador, y el sistema de almacenamiento y transporte del HV.

Por otro lado, la viabilidad económica considera la rentabilidad del proyecto a lo largo del tiempo. Se evalúa mediante herramientas como el VAN, la TIR y el PRI. Estas métricas permiten proyectar la recuperación del capital invertido y comparar alternativas. Diversos estudios en Chile y Argentina muestran que, con subsidios adecuados y costos de energía bajos, los proyectos de hidrógeno pueden ser

económicamente viables, con TIR superiores al 20 % y recuperación en menos de cinco años (Buendía et al., 2022; Medina et al., 2016).

2.2.14. Aplicaciones de hidrógeno en la minería

La minería es una de las actividades económicas más intensivas en consumo energético, especialmente en regiones como Cajamarca. Este sector requiere grandes cantidades de electricidad y combustibles fósiles para sus operaciones, desde la trituración hasta el transporte de minerales. Según la Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía (SNMPE, 2023), el sector minero peruano representa aproximadamente el 10 % del consumo de energía eléctrica nacional.

En este contexto, el uso de HV como fuente energética en operaciones mineras se presenta como una alternativa estratégica. Puede emplearse en camiones de acarreo, sistemas de generación eléctrica in situ y procesos térmicos, reduciendo así la dependencia de diésel. Además, mejora la imagen ambiental de las empresas mineras frente a inversionistas, mercados internacionales y comunidades locales.

Experiencias internacionales, como las iniciativas piloto en Australia y Sudáfrica, han demostrado que el uso de H₂ en minería puede disminuir las emisiones de CO₂ hasta en un 30 % y aumentar la eficiencia energética operativa (IEA, 2021). Su implementación requiere inversión inicial alta, pero con beneficios a mediano y largo plazo en términos económicos, ambientales y sociales.

III. Metodología

La presente investigación es una metodología no experimental de modo aplicativo; se propone una investigación documental con una serie de investigaciones científicas publicadas en bases de datos que cumplan los criterios de selección. El alcance del trabajo es de tipo descriptivo, se busca analizar el contexto de la propuesta y describirlo técnica y económicamente. (Hernández y Mendoza, 2018).

Se usa aparte de fuentes académicas de artículos científicos, tesis doctorales, páginas web oficiales de instituciones, además de documentos históricos relacionadas con la central hidroeléctrica y el proyecto PEJEZA.

3.1. Diseño

La variable independiente es el Sistema de generación de HV mediante la Electrólisis. Involucra a la capacidad de producción, ingreso de energía requerida por generación hidráulica, requerimiento de agua necesaria para la transformación de H_2 y eficiencia del electrolizador. La variable dependiente es la Producción de HV. Corresponde a la cantidad a producir según requerimiento, incluye análisis de costos iniciales, operativos y totales.

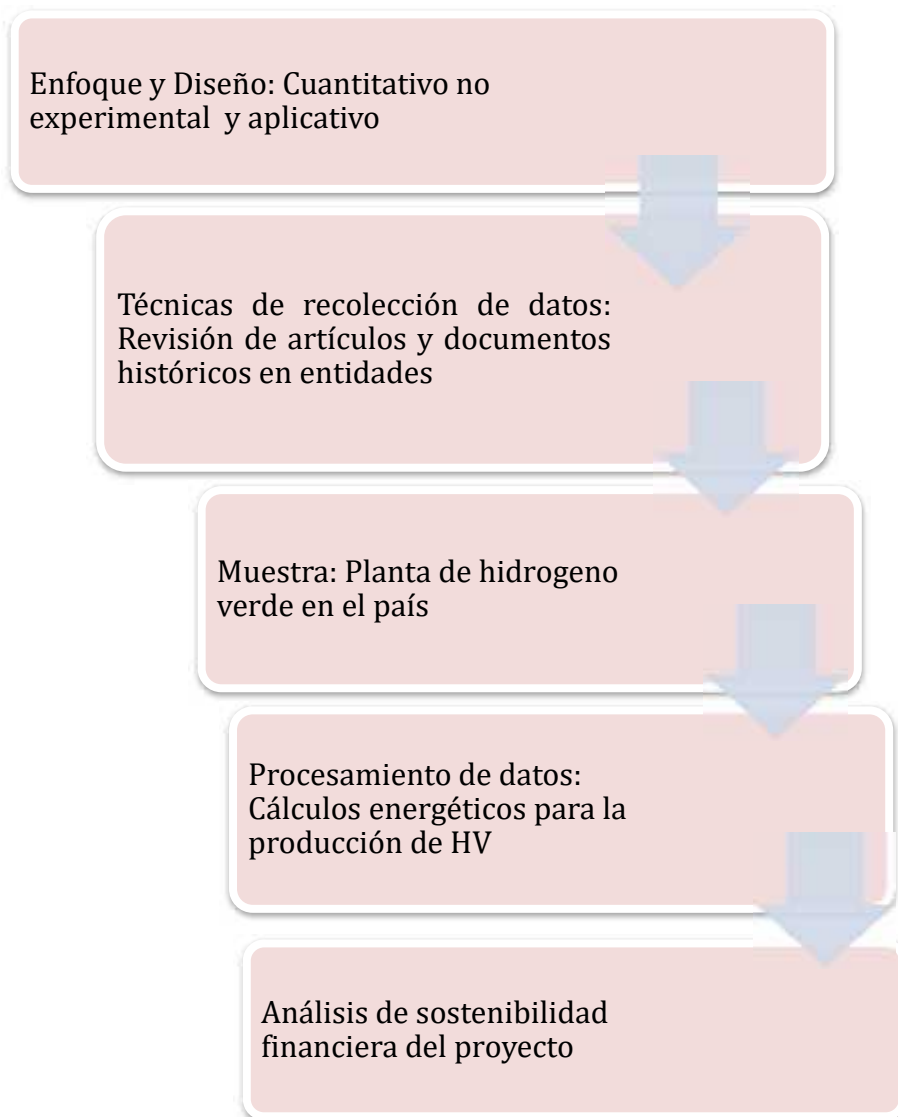
Las técnicas para analizar el presente trabajo son la recolección de datos, se ha usado también el Análisis Documentario con el instrumento de recolección de datos, se registraron datos históricos sobre la hidroeléctrica Gallito Ciego, así como reportes del Ministerio de energía y Minas (MINEM), Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN), Agencia de Promoción de la

Inversión Privada (Pro Inversión), Empresa de Generación Eléctrica (EGEMSA), Servicio Nacional de Certificación Ambiental para las Inversiones Sostenibles (SENACE), Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (OEFA).

La Revisión de literatura especializada se ha realizado en Scopus, WOS y Google Académico, quienes garantizan la calidad de la información.

Figura 7

Diagrama de flujo del diseño metodológico



Nota. La figura 7 muestra el diseño metodológico para desarrollar el proyecto académico

IV. Resultados y discusión

Normatividades actuales para la instalación de plantas de hidrógeno: El Ministerio de Energía y Minas (MINEM) expresó lo fundamental de adecuar y respaldar la Ley N° 28832- Ley para comprometer el desarrollo eficaz de la Generación Eléctrica, con el objetivo de impulsar la generación de las energías renovables no convencionales de suministro eléctrico en el mercado peruano; con esta estrategia, se busca diversificar las fuentes de energía y alcanzar en lo posible costos más competitivos, así como fomentar inversiones en este sector. También se recalcó que el objetivo del proyecto es impulsar concursos para la generación eléctrica en Sistemas Aislados, debido que en la actualidad casi toda la demanda energética es satisfecha mediante generación térmica que emplean combustibles líquidos que tienen como origen petrolero, los cuales son costosos y generan además un significativo impacto ambiental.(Ministerio de Energía y Minas, 2023).

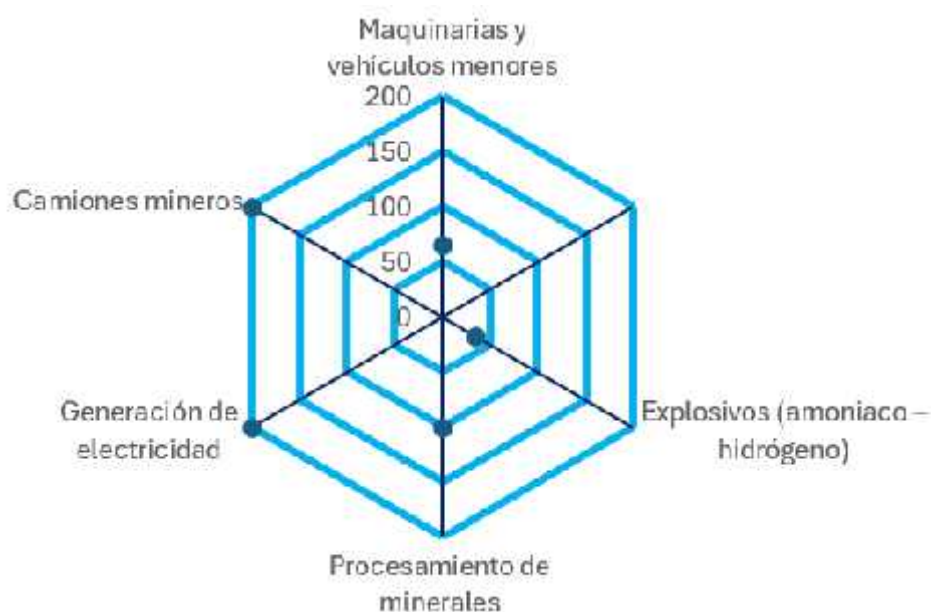
Es importante mencionar que la discusión sobre el abastecimiento energético busca modernizar un marco legal que existe desde el 2006, con el objetivo de lograr la esencial y urgente diversificación de la matriz energética en Perú, la cual tiene una presencia mayoritaria en energía hidráulica de 50 % y gas natural de 45 %, con una escasa representación de energías solar y eólica que alcanza el 5 % (MINEI, 2023).

Con relación al primer objetivo planteado, al evaluar el requerimiento de H₂ en la industria minera de Cajamarca. Tenemos que: según requerimiento minero, para la zona en Cajamarca se estima que se necesitan 600 toneladas de H₂ al año. (Instituto de Ingenieros de Minas del Perú, 2024).

Tabla 1*Demanda de hidrógeno en la Minería tipo, según actividades a realizar*

Uso de hidrógeno según actividad minera	Toneladas por año	Descripción
Maquinarias y vehículos menores	65	Vehículos con peso menor a 2000 kg, palas hidráulicas, perforadoras
Explosivos (amoniaco – hidrógeno)	35	Producción de nitrato de amonio utilizado en las voladuras, las cuales dejan menor huella de carbono
Procesamiento de minerales	100	Hidrógeno en procesos metalúrgicos para sustituir al carbón en la refinería de minerales
Generación de electricidad	200	Producción de energía eléctrica usando celdas de combustible en la alimentación de equipos eléctricos
Camiones mineros	200	Uso en camiones de acarreo propulsados por hidrógeno y baterías

Nota. La tabla 1 muestra la el estimado de la demanda de hidrógeno en las actividades mineras de la región de Cajamarca es de 600 ton/año, MINSUS (2021), esta comparación se realiza también con actividades similares de minería en Chile (Asociación chileno de hidrógeno, n.d.)

Figura 8*Actividades mineras que demandan hidrógeno*

Nota. La gráfica 8 muestra la cantidad de toneladas por año de hidrógeno según actividades en el sector minero.

El segundo objetivo planteado consiste en seleccionar el electrolizador para la PH₂VGC.

Debido a la múltiple funcionalidad del uso del H₂, se opta por elegir 5 electrolizadores de 1,25 MW de membrana de intercambio de protones (PEM). La flexibilidad para recepcionar la energía de diversos tipos de energía renovable. (Gutiérrez et al., 2002)

Tabla 2

Criterios de selección de electrolizadores PEM de 1,25MW

Criterio	Descripción
Eficiencia	Poco consumo energético por producción de H ₂ , los PEM tienen eficiencia de 55% - 65%
Potencia nominal	1,25MW
Consumo energético	50–55 kWh/kg
Presión de salida	20–35 bar
Respuesta energética dinámica	Los electrolizadores PEM responden con rapidez las intermitencias que pueden generar la energía renovable
Pureza de hidrógeno	Los electrolizadores PEM generan un H ₂ de alta pureza, ideal para industria y transporte del 99,95% a más.

Nota. La tabla 2 muestra los tres criterios más relevantes para seleccionar electrolizadores (Buttler y Spliethoff, 2018) (Carmo y Fritz, 2013)(Ursúa et al. 2012).

Según (Botelho, 2024), un electrolizador PEM de 1,25 MW con eficiencia de 65 % puede producir aproximadamente 566 kg de hidrógeno por día, considerando un consumo energético de 53 kWh/kg. Este valor se obtiene mediante la fórmula:

$$\text{Producción diaria} = (\text{Potencia} / \text{Consumo específico}) \times \text{Horas de operación}$$

$$\text{Producción diaria} = (1\,250\text{ kW} / 53\text{ kWh/kg}) \times 24\text{ h} \approx 566\text{ kg/día.}$$

4.1. Análisis de CAPEX y OPEX

Los costos de inversión CAPEX y operación OPEX son factores clave en la evaluación económica de electrolizadores. Según (León, 2023) y (Carmona et al. 2024)

CAPEX típico: \$1 000 por kW instalado → \$1,25 millones para 1,25 MW.

OPEX anual: 3 % del CAPEX + costo de electricidad (~\$30/MWh).

Tabla 3

Costo de hidrógeno nivelado (LCOH)

LCOH por Kg	
\$ 1,5 - 4,0	ANEXO F - International Energy Agency (IEA),
\$ 3,0 - 6,0	Artículo: A Techno-Economic Study for Off-Grid Green Hydrogen Production Plants: The Case of Chile. León et al., 2023).
\$ 2,49	ANEXO B - Análisis financiero Capex y Opex.

Nota. La tabla 3 compara los costos de producción por kilogramo de H₂ según tres fuentes: estimaciones de la IEA, valores reportados por León et al. (2023) y los cálculos del análisis financiero del presente estudio (Anexo B)..

Los datos de la tabla permiten contrastar los costos nivelados de producción de HV reportados por distintas fuentes. Por un lado, la IEA ofrece estimaciones globales mediante mapas interactivos en tiempo real, que reflejan variaciones según el recurso renovable disponible solar y eólica. En segundo lugar, el estudio de León et al. (2023) aporta valores específicos para plantas de HV de red en Chile, lo que sirve como referencia regional. Finalmente, los cálculos propios del presente trabajo, detallados en el Anexo B, muestran un escenario adaptado a las condiciones técnicas y económicas de la PH₂VGC. Los costos obtenidos de 3 formas distintas son cercanos y en general oscilan entre \$ 1,5 y 6,0 por Kg de HV.

Para dimensionar la membrana de intercambio de protones, es decir, el electrolizador de hidrógeno se tomará en cuenta el requerimiento teórico proporcionados por los

fabricantes de PEM (Miranda, 2013); nos dice que se necesita 8 MW para utilizar 6 electrolizadores de 1,25 MW de potencia nominal, esto significa que si es factible el funcionamiento del proceso de electrólisis ya que hay potencial suficiente generado en la CHGC de 48,66 MW.

En referencia al tercer objetivo planteado respecto al cálculo de la energía hidráulica proporcionada por la CHGC a la PH₂VGC. El requerimiento energético para producir 1 kg de H₂ es de 50 KWh (Polanco y Cuji, 2021). Por lo cual 600 ton de H₂ al año requieren 30 000 MWh/año que equivale a 30 GWh/año.

La central hidroeléctrica Gallito Ciego cuenta con un potencial técnico aprovechable de 450 MWh (Pereyra, 2011) comparada con la potencia media requerida por la turbina es de 20 MWh, esto significa que aproximadamente el 96 % no se utilizaría como indica (Cristóbal, 2020).

Gallito Ciego tiene un potencial de 45 MW de potencia, según (Miranda, 2013) y actualmente tiene una capacidad instalada de 34 MW. Por lo que se podrían aprovechar 11 MW de capacidad para la Central de Hidrógeno Verde.

Capacidad aprovechable de potencia

11 *M*

Capacidad real aprovechable (multiplicado por el factor de planta)

11 * 0,505 = 5,555 *M*

Tiempo 1 año = 8 760 *h*

Energía aprovechable real (extra) en Gallito Ciego.

5555 * 8760 = 48 661 800 *K h/año*

48 661,8 *M h/año*

48,66 *G h/año*

Tabla 4*Datos energéticos de la central hidroeléctrica Gallito Ciego*

Magnitudes	Valores	Descripción
Potencia Instalada	34 MW	Capacidad de potencia máxima nominal
Generación anual	151 GWh	Energía total efectiva generada en un año

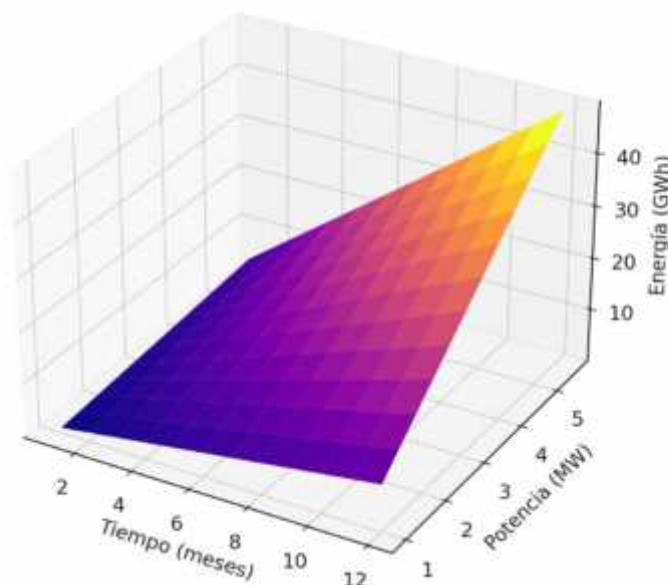
Nota. Los datos de la tabla 4, corresponden a los datos actuales de la central hidráulica de Gallito Ciego gestionada por la empresa noruega Statkraft.

La Tabla evidencia la capacidad instalada de la CHGC de 34 MW y su generación anual promedio de 151 GWh, lo que confirma su potencial para abastecer proyectos adicionales como la producción de HV. Estos valores reflejan una operación estable y una disponibilidad energética suficiente para cubrir la demanda proyectada requerida, sin comprometer la generación actual. Esta condición respalda la viabilidad técnica del proyecto y su integración con la infraestructura existente.

Tabla 5*Requerimientos energéticos para la Planta de Hidrógeno Verde*

Magnitudes	Valores	Descripción
Suministro de energía anual para la PH ₂ VGC	30 GWh	Total, de energía requerida en un año para la Central de Hidrógeno Verde
Energía anual aprovechable (adicional) de la hidroeléctrica	48,66 GWh	Energía extra que puede generarse de la hidroeléctrica Gallito Ciego
Potencia real aprovechable de la hidroeléctrica Gallito Ciego	5,55 MW	Capacidad real que brinda la hidroeléctrica Gallito Ciego de manera adicional a la existente.

Nota. La tabla 5 muestra los requerimientos de energía de la PH₂VGC

Figura 9*Potencia y Energía adicional ofertada a la Central de Hidrógeno*

Nota. La figura 9 muestra la energía y potencia adicional que se pueden obtener de la hidroeléctrica de Gallito Ciego, esto de: 5,55 MW y 48,66 GWh por año.

En el cuarto objetivo planteado se indica calcular el requerimiento hídrico necesaria para el proceso de electrólisis de la PH₂VGC.

La represa Gallito Ciego del proyecto PEJEZA cuanta con una capacidad de embalse de 426,80 MMC (millones de metros cúbicos)

El proyecto PEJEZA gestiona el agua y reparte el agua para las siguientes actividades en la zona, incluye a 42 000 ha.

Tabla 6

Gestión del agua del proyecto PEJEZA

Actividad de uso de agua	Millones de metros cúbicos (MMC)
Actividad Agrícola	649,50
Abastecimiento a la población	6,32
Pecuario	1,12
Industria	1,15

Nota. La tabla 6 muestra la cantidad de agua que se gestiona a través del proyecto PEJEZA (Villanueva, 2017).

Complementario a ello el agua para consumo de la población, se obtiene de pozos, manantiales y aguas superficiales, Las ciudades alrededor como Chepén, Guadalupe, Ciudad de Dios, San Pedro de Lloc y Pacasmayo son abastecidas con cuencas hídricas subterráneas, por la empresa de Servicio de Agua Potable y Alcantarillado de la Libertad (SEDALIB).

La Ley de Recursos Hídricos N° 29338, regula el uso de los recursos hídricos, subterránea y superficial. La ley tiene como objetivo gestionar el agua de manera integrada y sostenible. Esta ley plantea la intervención del estado para gestionar de manera multisectorial el agua (Asociación Nacional del Agua, 2009)

Según (Doe y Smith, 2021) la cantidad de agua necesaria para producir 1 kg de H₂ es de 9 litros.

La cantidad de agua requerida para la central de HV por año

$$600 \text{ t/a} = 600 \times 1000 = 600\,000 \text{ k} \quad \text{equivalente a}$$

$$600\,000 \times 9 \text{ l} = 5\,400\,000 \text{ l} = 5\,400 \text{ m}^3$$

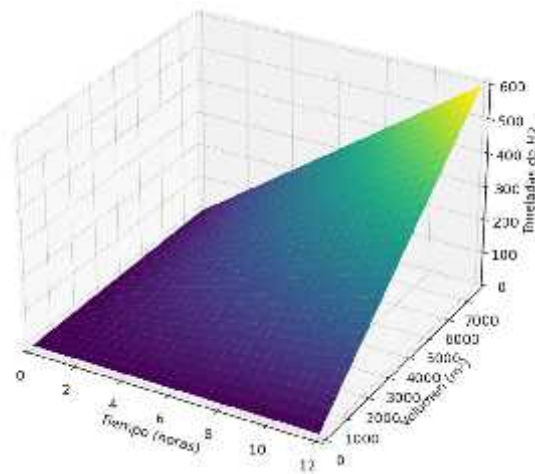
Teniendo en cuenta pérdidas de 20 % y un 20 % adicional por tratamientos de purificación el total de agua para la producción de hidrógeno

$$5400 + 20\%(5400) + 20\%(5400) = 7\,560 \text{ m}^3$$

Por lo tanto, para el proceso de electrólisis se requieren $7\,560 \text{ m}^3$ de recursos hídricos por año. Cabe señalar que el agua obtenida de la represa pasará por un proceso de desinfección, desmineralización y filtración, para conseguir agua con una alta calidad de 'pureza'.

Figura 10

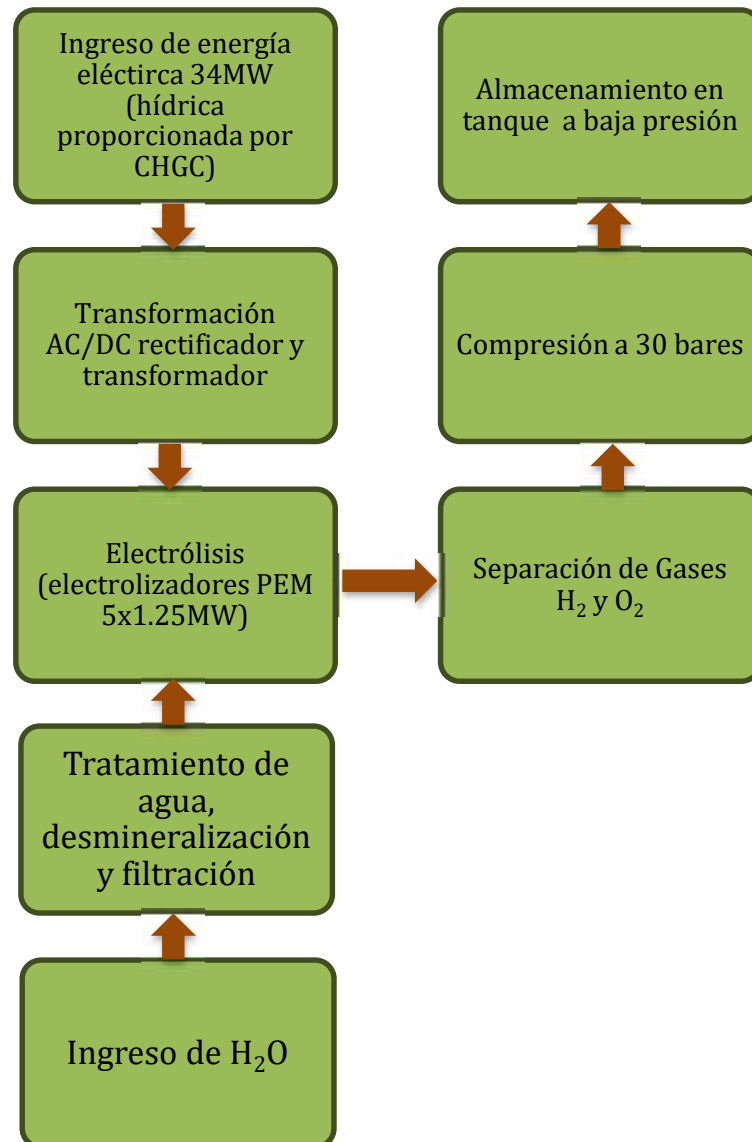
Consumo de agua anual, para producir 600 ton de hidrógeno



Nota. La figura 10 muestra un modelo lineal, que relaciona el agua requerida para la electrólisis en un año, para producir 600 toneladas de H_2 .

Figura 11

Consumo de agua anual, para producir 600 ton de hidrógeno verde



Nota. La figura 11 muestra un flujograma general del proceso de obtención de hidrógeno en la PH₂VGC, desde el ingreso de energía hídrica y H₂O, pasando por los tratamientos de agua de desmineralización y filtrado, ingresando a los electrolizadores, hasta finalmente almacenar en tanques a baja presión

En el quinto objetivo planteado, hacemos una evaluación de la viabilidad económica de la PH₂VGC mediante el análisis de los costos de instalación, operación y mantenimiento, así como la estimación de indicadores financieros TIR y VAN, periodo de recuperación y relación beneficio/costo) bajo distintos escenarios económicos.

Tabla 7

Inversión de Capital (CAPEX) y su clasificación de los sistemas diversos de la Central de Hidrógeno Gallito Ciego

Ítem	Descripción	Porcentaje promedio CAPEX
Sistema de electrolizador	Tecnología necesaria para convertir el agua en H ₂	35% - 50%
Sistema de energía renovable	Energía Hidráulica proporcionada para la Central de Hidrógeno	10%
Sistema de acondicionamiento de energía	Controladores de carga, baterías	3%
Sistema de tratamiento de agua	Desmineralización y purificación del agua	2%
Unidad de purificación y compresión del Hidrógeno	Compresión del H ₂ a alta presión	8%
Tanques de almacenamiento de Hidrógeno	Tanques criogénicos	6%
Sistemas de enfriamiento	Intercambiadores térmicos y refrigeradores	2%
Trabajos civiles y preparación de tierra	Preparación del terreno, trabajos civiles, construcción de instalaciones	10%
Instrumentación y control	Sistema de seguridad y monitoreo. Sistema SCADA	5%
Project management e ingeniería	Costos de diseño, permisos de instituciones, gestión del proyecto	5% - 15%

Nota. La tabla 7 muestra el porcentaje promedio de inversión respecto al CAPEX, de los sistemas importantes a considerar en la instalación de la Central de Hidrógeno (De la Calle et al., 2015; Gutiérrez et al. 2002; Jiménez, 2017; Valdovinos y Otárola, 2008)

La información en el artículo proporciona el costo de inversión por MW de capacidad instalada está entre \$ 400 – 1600 KW. El costo de los electrolizadores PEM está en el rango es de \$ 335 a \$ 1 200 por kilovatio (KW) de capacidad instalada.

Según (Rodriguez, y otros, 2009), el costo de energía eléctrica provenientes de fuentes renovables es de \$ 50 MWh. Para una producción de 600 toneladas de hidrógeno al año, se necesitaría una capacidad de aproximadamente cinco MW (mega-vatio).

El costo de energía eléctrica proporcionada por una central hidráulica es \$ 5,37 KW, con un 24 % de los costos indexados a CPI (índice de precio del consumidor). (Ministerio de Energía Chile, 2024)

Costo Total del Electrolizador:

$$5M = 5\,000K$$

$$5\,000\,K \times 335 = 1\,675\,000 \text{ dólares} \sim 6 \text{ millones de soles}$$

A continuación, se muestra los costos de implementación de otras Centrales de Hidrógeno.

Tabla 8

Inversiones iniciales realizadas en la implementación de Centrales de Hidrógeno en diferentes países

Nombre de la Central	Inversión inicial millones de dólares	Plazo de ejecución meses	Ciudad y país
Planta de hidrógeno PEMA	5,6	14	Castilla España
Proyecto H a r u O n i	10,0	---	Antofagasta Chile
Hydrogen Park South Australia	11,4	20	Adelaide Australia
H2RES Project – PEM Hydrogen Plant	12,0	24	Copenhagen, Dinamarca
REFHYNE Project (Shell + ITM Power)	24,0	36	Rheinland, Alemania

Nota. En la tabla 8 se muestran las inversiones iniciales de proyectos de plantas de Hidrógeno en diversos países, con el tiempo de ejecución de cada uno. Mathiesen et al. (2020), International Journal of Hydrogen Energy, Ajanovic et al. (2021), Energy Policy.

Evalúa la rentabilidad financiera: Cálculo del TIR, VAN, Periodo de recuperación y Análisis de beneficio, considerando posibles y diversos escenarios económicos, con el fin de asegurar la sostenibilidad económica del proyecto.

El cálculo del VAN se obtiene, descontando los flujos de caja futuros al valor presente, utilizando una tasa de descuento.

$$V = \sum \left(\frac{F_t}{(1+r)^t} \right) - I_0 \quad (1)$$

Donde:

VAN valor actual neto

F_t es el flujo de caja en el periodo de t

r es la tasa de descuento

I_0 inversión inicial

El TIR (Tasa interna de retorno), es la tasa de descuento talque el VAN de un proyecto a ejecutar sea igual a cero. Para calcularla tenemos.

$$\sum_{t=0}^n \frac{F_t}{(1+T)^t} = 0 \quad (2)$$

Donde:

t es el periodo

n es el número total de periodos

F_t es el flujo de caja

Para nuestro caso, tomando un COK (Costo de oportunidad) de 12%. El VAN calculado es de:

$$V = S/ 384\,974,00$$

$$T = 13\%$$

$$B/C > 3,09 \text{ (Beneficio comparado respecto al costo)}$$

$$F = 3\,435\,900 \text{ (Flujo de caja neto anual)}$$

Por los valores obtenidos concluimos que: $T > C$, además $V > 0$.

Se concluye que el proyecto es viable económicamente. Además, se observa que el beneficio es el triple respecto al costo y un tiempo de recuperación de 4 años según el flujo de caja neto anual comparada con la inversión inicial.

Tabla 9*Resumen de indicadores de evaluación económica del proyecto*

Indicador	Valor	Interpretación
COK (Costo de oportunidad)	12 %	Tasa mínima aceptable de retorno para evaluar el proyecto
VAN (Valor Actual Neto)	s/ 384 974,00	VAN > 0, por lo tanto, el proyecto genera valor
TIR (Tasa Interna de Retorno)	13 %	TIR > COK, el retorno supera el mínimo exigido
B/C (Beneficio/Costo)	> 3,09	El beneficio supera más de tres veces el costo del proyecto
FCN (Flujo de caja neto anual)	s/ 3 435 900,00	Flujo proyectado anual que respalda la recuperación de inversión en 4 años

Nota. La tabla 9 muestra los indicadores económicos calculados, necesarios para viabilizar la propuesta económica.

Por el contrario, si comparamos los resultados de (Miranda, 2013) donde hace un análisis de viabilidad económica, menciona que, no es rentable la venta del H₂ como combustible, ya que obtuvo un VAN menor que cero, esto significa que el proyecto no es rentable, así mismo, obtuvo un TIR de un valor negativo, es decir que la tasa mínima de rendimiento requerida por un inversionista no es alcanzada. Lo que hace que el proyecto sea no viable. No obstante, transcurrido los 14 años recién se percibe retorno monetario.

En el sexto objetivo planteado, se identifica las condiciones de implementación del proyecto, considerando aspectos como las vías de acceso, la proximidad a la central hidroeléctrica, las características geológicas y geográficas del terreno, así como los criterios de protección ambiental.

Condiciones geológicas en el área donde se instalará la Planta de hidrógeno verde.

Para el área seleccionada se propone: realizar 5 perforaciones diamantinas, con sus respectivas pruebas de permeabilidad tipo Lefranc en suelo y se sugiere al menos 50 pruebas más de permeabilidad del tipo Lugeon en roca.

Ejecutar un mínimo de 10 líneas de refracción sísmica, para hallar la velocidad de las ondas P(Vp). Realizar ensayos físicos mecánicos de suelo roca y agua, con criterios RMR (Bieniaski), Q (Barton), GSI (Hoek) y RMI(Palmstron).

Realizar análisis de estabilidad de las estructuras principales de la central de hidrógeno. (Huamani Choquepalla, 2018).

“Los indicadores geológicos para los sedimentos cretáceos en la zona entre Gallito Ciego y Tembladera pertenecen a la sierra plegada andina. Las series de estratificación han sido plegadas en formas distintas en varias fases de plegamiento, lo cual constituye una rigidez” (Ministerio de Agricultura, 1990)

Se cuenta con la represa del río Cajamarca en el reservorio Jesús y la emisión al río Cajamarca del río Namora, a través de un canal y un pequeño túnel. Esto permitirá que el agua extra de estos dos ríos, situados al este de la línea divisoria de agua, se transporte al río Jequetepeque a través del túnel de emisión. Explica los estudios geológicos adicionales que se han llevado a cabo en dos secciones, una que incluye las investigaciones en la cuenca del Jequetepeque y la otra que abarca los estudios en la región de Cajamarca. El informe sobre estudios adicionales en geología y mecánica de suelos se ajusta a las necesidades de la planta de generación de energía de Gallito Ciego y, por consiguiente, del proyecto PEJEZA (Ministerio de Agricultura, 1990).

En la zona de la represa Gallito Ciego y alrededores, existen mayoritariamente rocas sedimentarias: calizas, areniscas.

El suelo existente es de condición agrícola, todo ello actúa en el relieve del Valle, resaltando además tablazos con pendientes suaves cerca del río principal, pero elevadas pendientes en los lados de la margen derecha e izquierda de los ríos secundarios; en estos flancos que corresponden a la zonas Yunga y Quechua, se ubica la mayor parte del área agrícola y la mayor concentración de la población rural. (Hidroeléctrica Statcraft Perú, 2023).

Dimensionamiento geográfico

Figura 12

Distancia desde la hidroeléctrica Gallito Ciego hasta la planta de hidrógeno



Nota. La imagen muestra la longitud de la CHGC, desde donde se abastecerá la energía a la PH₂VGC, el recorrido es de 3,54Km.

En las plantas de H₂ existentes tal distancia mantiene un rango de 3 a 12 km, según las condiciones geográficas.

Figura 13

Área propuesta donde será construida la planta de hidrógeno verde



Nota. La siguiente imagen muestra el área que será necesaria para la PH₂VGC. Esta es de 5,02 ha equivalente a 50 200 m².

Es conveniente manifestar que en tal área no se está considerando la superficie de la energía hidráulica manifiesta por la CHGC.

Figura 14

Imagen satelital aérea que muestra la ubicación de la Central de Hidrógeno



Nota. La figura 14 muestra la ubicación de la PH₂VGC y la CHGC junto a la represa Gallito Ciego

La cuenca del río Jequetepeque comprendida entre la Presa Gallito Ciego y las divisorias de las cuencas Zaña, Chancay, Llaucano, Cajamarca y Chicama, cubre un área de 3 564,80 km². Estas cuencas y valles mayoritariamente están dentro del departamento de Cajamarca y algunas pocas en los departamentos de La Libertad y Lambayeque. Se hacen presente tres regiones naturales del Perú: Yunga entre 500-2 300 m.s.n.m., Quechua entre 2 300 a 3 500 m.s.n.m. y Jalca mayor a 3 500 m.s.n.m.; a lo largo de la cuenca de Este a Oeste recorre el río Jequetepeque que se origina de la confluencia de los ríos Puclush o San Miguel y río Magdalena; las precipitaciones varían desde 50 a 1 217 anuales y la producción promedio anual de agua en la cuenca es de 816,50 MMC (Hidroeléctrica Statcraft Perú, 2023). Debido a la ubicación estratégica se ha considerado que la producción de hidrógeno sea aprovechado en la actividad minera principal de Cajamarca.

Figura 15

Imagen satelital aérea de la proximidad geodésica de la planta de hidrógeno verde hasta la minera Yanacocha



Nota. La figura 15 muestra la distancia desde la PH₂VGC hasta la unidad minera Yanacocha; esta de 84,23 km, la distancia marcada con una geodésica (distancia más corta) obtenido con Google Earth.

La mina Yanacocha es la más grande mina aurífera del Perú, tiene un área de 251 km², situada al 30 km de la norte de la ciudad de Cajamarca.

A continuación, se muestran algunas centrales de Hidrógeno con su superficie, tipo de energía renovable, potencia de las energías renovables, producción en toneladas por año y capacidad de los electrolizadores usados.

Tabla 10
Superficie de 3 Centrales de hidrógeno en el mundo

Nombre de Central	Superficie en Ha	Energía renovable utilizada	Potencia disponible de energías renovables en MW	Capacidad de producción ton/año	Capacidad del electrolizador en MW
Planta de hidrógeno PEMA España	145 (incluye más proyectos)		2,5	300	1,2
Proyecto Haru Oni Chile	37	Eólica	3,4	350	1,25
Hydrogen Park South Australia	48	Solar	--	800	1,25

Nota. La tabla 10 muestra la superficie en hectáreas, el tipo de energía usado para abastecer las plantas de hidrógeno, la producción de toneladas al año y los tipos de electrolizadores usados.

Peligrosidad sísmica del sitio de emplazamiento.

En la zona del Valle de PEJEZA se ha realizado un estudio del modelo de erosión RUSLE analizando además la producción de sedimentos (SDR). En la zona de Gallito Ciego se ha logrado validar a partir del volumen de sedimentos acumulados de manera efectiva, los cuidados respectivos a la peligrosidad sísmica, con resultados similares a cuencas de distintas partes del mundo. Los resultados indican que para el embalse y zonas cercanas a Gallito Ciego el tiempo de vida estimado es de 127 años,

(el proyecto Gallito Ciego inició en 1987), sin embargo en cada precipitación fuera de control como la de 1198 y 2017, desacelera 10 años por evento. (Yali, 2018).

Condiciones climáticas por estaciones en el año:

Tasa de deforestación atribuida a la instalación de la planta de hidrógeno.

La tasa de deforestación es cero con tendencia a ser positiva debido a que en la zona no hay plantaciones de árboles ni cultivos, por el contrario, se iniciaría un agresivo plan de forestación alrededor de la planta de Hidrógeno. (Organismo internacional de energía atómica, Departamento de asuntos económicos y sociales de las naciones unidas Agencia internacional de la energía, 2008).

V. Conclusiones y recomendaciones

5.1. Conclusiones

Los resultados obtenidos permiten concluir que la instalación de una Planta de HV abastecida con energía hidráulica proveniente de la CHGC es técnicamente viable. La producción se llevará a cabo mediante el método de electrólisis, esta planta tendrá 5 electrolizadores de 1,25 MW, los cuales producirán 600 ton de H₂ al año para ser empleados en el sector minero de la ciudad de Cajamarca.

La CHGC abastecerá a la PH₂VGC con 30 GWh anuales de energía hidráulica, además de suministrar un volumen de 7 560 m³ de agua destinado al proceso de electrólisis.

El análisis económico realizado permite concluir que la instalación de una PH₂VGC es económicamente viable. La inversión inicial para la instalación es de s/ 11 850 000,00, los costos de producción anuales son de s/ 1 644 000,00 y los ingresos por la venta de las 600 ton de H₂ anuales es de s/ 5 079 900,00.

Los indicadores de viabilidad económica muestran un escenario favorable, ya que el Beneficio Costo B/C es de 3,09 lo que significa que por cada sol invertido se obtiene más de 3 soles de beneficio. La TIR es de 13 %, resultando mayor que el Costo de Oportunidad COK el cual se situó en 12 %. Además, el VAN asciende a s/ 388 974,00 al ser mayor que cero, respalda la rentabilidad y viabilidad financiera del proyecto.

El análisis de la viabilidad geográfica permite concluir que el área propuesta para la instalación de la PH₂VGC presenta condiciones favorables para su implementación, la cual tendrá un área de 5,02 ha, se ubica a una distancia de 3,5 km de la vía principal a Cajamarca y a 84,23 km en línea recta a la unidad minera más importante de Cajamarca. La geología de la zona contiene mayoritariamente rocas sedimentarias,

calizas, areniscas, se complementan con suelos agrícolas que contribuyen a una mejor compactación del terreno, además la zona presenta pendientes suaves en toda su extensión, lo que favorece el desarrollo de la instalación de la PH₂VGC.

5.2. Recomendaciones

Se recomienda realizar una evaluación detallada en cada una de las áreas técnicas necesarias para la instalación de una PH₂VGC, con el fin de verificar los requerimientos específicos de la planta.

Se recomienda hacer un estudio de impacto ambiental, para analizar y comparar las emisiones de CO₂ en base a los resultados obtenidos.

Se recomienda hacer un estudio que contenga un análisis integral para el uso de hidrógeno y la demanda energética en el norte del país.

VI. Referencias bibliográficas

- Almacenamiento de Energía en forma de Hidrógeno en Hidruro de Magnesio MgH_2 . (2020). *NOVASINERGIA REVISTA DIGITAL DE CIENCIA, INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA*, 3(2). <https://doi.org/10.37135/ns.01.06.07>
- Arango, Luis A. R. (2007). LA ENERGÍA HIDROELÉCTRICA. *La Energía Hidroeléctrica*.
- Ares, J. R., Leardini, F., Sánchez, C., Fernández, J. F., y Ferrer, I. J. (2019). El hidrógeno como vector energético: Mucho hecho pero casi todo por hacer. *Encuentros Multidisciplinares*, 62.
- Asociación chileno de hidrógeno. (n.d.). *Hidrógeno verde en Minería*.
- Asociación Nacional del Agua. (2009). *Resolución Jefatural N.º R.J. 191-2009-ANA*.
- Botelho, D. F., Moraes, C. A., y de Oliveira, L. W. (2024). Green hydrogen production from hydro spilled energy in Brazilian hydropower plants. *International Journal of Hydrogen Energy*, 68(Producción de H_2 verde con energía hidroeléctrica vertida en Brasil), 575–585. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.04.255>
- Brijaldo, M. H., Castillo, C., y Pérez, G. (2021). Principales Rutas en la Producción de Hidrógeno. *ingeniería y competitividad*, 23(2). <https://doi.org/10.25100/iyc.v23i2.11155>
- Bueno, J. A. (2020). Optimización de parques eólicos mediante plantas de producción y almacenamiento de hidrógeno. *Eoi Escuela de Negocios*.
- Buttler, A., y Spliethoff, H. (2018). Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82, 2440–2458.
- Cancino Silva, R. B. (2021). *Producción y Almacenamiento de Hidrógeno Verde para Aplicaciones Energéticas en Chile*.
- Carmo, , Marcelo, y Fritz, D. (2013). Una revisión completa sobre la electrólisis del agua PEM. *Revista Internacional de Energía Del Hidrógeno*.
- Carmona, R., Miranda, R., Rodriguez, P., Garrido, R., Serafini, D., Rodriguez, A., Mena, M., Fernandez Gil, A., Valdes, J., y Masip, Y. (2024). Assessment of the green hydrogen value chain in cases of the local industry in Chile applying an optimization model. *Energy*, 300, 131630. <https://doi.org/10.1016/J.ENERGY.2024.131630>
- Castiblanco, O., y Cárdenas, D. J. (2020). Producción de hidrógeno y su perspectiva en Colombia: una revisión. *Gestión y Ambiente*, 23(2). <https://doi.org/10.15446/ga.v23n2.86466>

- Celaya-García, L., y (in), M. G.-R. (2018). Diseño de un tanque de almacenamiento de hidrógeno tipo II revestido con alambre. *Somim.Org.Mx*.
- Chavez-Angel, E., Castro-Alvarez, A., Sapunar, N., Henríquez, F., Saavedra, J., Rodríguez, S., Cornejo, I., y Maxwell, L. (2023). Exploring the Potential of Green Hydrogen Production and Application in the Antofagasta Region of Chile. *Energies*, 16(11), 4509. <https://doi.org/10.3390/EN16114509/S1>
- CNE. (2025). *Comisión Nacional de Energía de Chile*.
- Da Silva, G. H. R., Nascimento, A., Baum, C. D., Nascimento, N., Mathias, M. H., y Amro, M. (2025). Renewable energy perspectives: Brazilian case study on green hydrogen production. *AIMS Energy*, 13(2), 449–470. <https://doi.org/10.3934/energy.2025017>
- De la Calle, A., Roca, L., y Bonilla, J. (2015). Inversión de la causalidad computacional en el modelado dinámico. Caso práctico de una planta de generación de hidrógeno solar. *Actas de Las XXXVI Jornadas de Automática*.
- Doe, J., y Smith, J. (2021). Water Consumption for Hydrogen Production via Electrolysis. *International Journal of Hydrogen Energy*, 46(5).
- Editorial Etecé. (2020). *Viabilidad - diferencias con factibilidad*.
- Espinola, D., y Acevedo, L. (2016a). Análisis energético y exergético de una planta de producción de hidrógeno electrolítico. *Universidad Federal de Integración Latinoamericana - UNILA*.
- Espinola, D., y Acevedo, L. (2016b). Análisis energético y exergético de una planta de producción de hidrógeno electrolítico. *Universidad Federal de Integración Latinoamericana - UNILA*, 6–10. [https://dspace.unila.edu.br/bitstream/handle/123456789/1499/2016_Galeano Diego e Luis Acevedo_Análisis energético y exergético de una planta de producción de hidrógeno electrolítico.pdf?sequence=4&isAllowed=y](https://dspace.unila.edu.br/bitstream/handle/123456789/1499/2016_Galeano%20Diego%20e%20Luis%20Acevedo_An%C3%A1lisis%20energ%C3%A9tico%20y%20exerg%C3%A9tico%20de%20una%20planta%20de%20producci%C3%B3n%20de%20hidr%C3%B3geno%20electrol%C3%ADtico.pdf?sequence=4&isAllowed=y)
- Fernández-Bolaños Badía, C. (2013). Energética del hidrógeno. Contexto, estado actual y perspectivas de futuro. *Tesis Doctoral, Química Orgánica, Universidad de Sevilla, España*.
- Fierro, J. L. G. (2012). El hidrógeno: metodologías de producción. In *Lychnos. Instituto de Catálisis y Petroleoquímica (CSIC)*. (Vol. 6).
- Figueiredo, R. L., da Silva, J. M., y Ortiz, C. E. A. (2023). Green hydrogen: Decarbonization in mining - Review. *Cleaner Energy Systems*, 5, 100075. <https://doi.org/10.1016/J.CLES.2023.100075>
- García, A. (2008). Producción , almacenamiento y distribución de hidrógeno. *Asociación Española Del Hidrógeno, 2008*.

- García Vigil, M. (2020). Propuesta de utilización de hidrógeno como vector energético.pdf. *Técnica Industrial*, 325.
- González-Ugalde, C., y Durán-Herrera, J. E. (2014). Producción de hidrógeno a partir del tratamiento anaerobio de vinazas en un reactor UASB. *Revista Tecnología En Marcha*, 27(3). <https://doi.org/10.18845/tm.v27i3.2061>
- Guillermo, J., Arango, M., Alberto, C., y Alvarez, A. (2013). Proyección al año 2025 para el uso del hidrógeno en el sector transporte del Valle de Aburrá. *Scientia Et Technica*, 18(2).
- Gutierrez, L., Huerta, A., Llauca, H., Bourrel, L., y Lavado-Casimiro, W. (2025). Assessment of Run-of-River and Hydropower Plants in Peru: Current and Potential Sites, Historical Variability (1981–2020), and Climate Change Projections (2035–2100). *Climate 2025*, Vol. 13, Page 125, 13(6), 125. <https://doi.org/10.3390/CLI13060125>
- Gutiérrez, M. a., Rojas, N. Y., y Moreno, J. C. (2002). Evaluación de electrocatalizadores para la producción de hidrógeno a partir de electrólisis de agua. *Depto. de Ing. Química y Química.*, 18.
- Hernández Sampieri Roberto, y Mendoza torres Christian. (2018). *Metodología de la investigación. Las rutas cuantitativa, cualitativa y mixta.*
- Hidroeléctrica Statcraft Perú. (2023). *Central Hidroeléctrica Gallito Ciego.*
- Huamani Choquepalla, S. A. (2018). *Estudio geológico geotécnico de la central hidroeléctrica Cerro del Aguila, Provincia de Tayacaja, Región de Huancavelica [UNSA].*
https://alicia.concytec.gob.pe/vufind/Record/UNSA_9f737dd1b68da2ba07c78f8c9718bbaa/Description#tabnav
- Instituto de Ingenieros de Minas del Perú. (2024, July 17). *Cajamarca, La Libertad y Piura, potencial para Hidrógeno verde.*
- Jimenez, G., Matías, R., Fernández-Cosials, K., Justo, D., Bocanegra, R., Mena, L., y Queral, C. (2014). Estudio de la distribución de hidrógeno en una contención PWR con códigos CFD. *40 Reunión Anual SNE.*
- Jiménez, M. G. (2017). Análisis de viabilidad económica de la central hidroeléctrica reversible “pozos de Noja.” *Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Caminos, Universidad de Cantabria.*
- Karina Suárez Alcántara. (2019). Un poco de todo sobre el hidrógeno. *Revista Ciencia*, 70(1).
- Kigle, S., Schmidt-Achert, T., Angel, M., y Pérez, M. (2023). *Modeling Global Levelized Cost of Hydrogen Production Considering Country-Specific Investment Risks.*
<https://arxiv.org/pdf/2312.07361>

- Lache Muñoz, A. (2015). Producción de hidrógeno a partir de energía solar. Panorama en Colombia. *ELEMENTOS*, 5(5). <https://doi.org/10.15765/e.v5i5.621>
- León, M., Silva, J., Ortiz-Soto, R., y Carrasco, S. (2023). A Techno-Economic Study for Off-Grid Green Hydrogen Production Plants: The Case of Chile. *Energies*, 16(14), 5327. <https://doi.org/10.3390/en16145327>
- MINEI. (2023, April 29). *MINEM sustentó propuesta para impulsar mayor participación de energías renovables en el mercado eléctrico*.
- Ministerio de Energía Chile. (2024). *Comisión Nacional de Energía*.
- Ministerio de Energía y Minas. (2023, April 29). *MINEM propuesta para impulsar mayor participación de energías renovables en el mercado eléctrico*.
- Ministerio de Agricultura, dirección de irrigación. (1990). *Proyecto Jequetepeque: Informe sobre investigaciones adicionales de geología y mecánica de suelos*. https://www.lareferencia.info/vufind/Record/PE_89db45f36da079c6eae0d6f4cb7f9f26#details
- Molina, M. del C., Serrano, C., González, M., Jimenez, G., y López-Alonso, E. (2014). Análisis de la distribución de hidrógeno en contención y pozo seco de C.N. Cofrentes. *40 Reunión Anual SNE*, 1–8.
- Niroula, S., Kafle, N., Chitrakar, S., y Thapa, B. S. (2024). Green hydrogen production from surplus hydroelectric power: A case study in Nepal. *International Journal of Hydrogen Energy*, 92, 527–534. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.10.296>
- Organismo internacional de energía atómica Departamento de asuntos económicos y sociales de las naciones unidas Agencia internacional de la energía, E. A. europea de medio ambiente. (2008). *indicadores energéticos del desarrollo sostenible*.
- Paudel, A., Paneru, B., Mainali, D. P., Karki, S., Pochareddy, Y., Shakya, S. R., y Karki, S. (2024). Hydrogen production from surplus hydropower: Techno-economic assessment with alkaline electrolysis in Nepal's perspective. *International Journal of Hydrogen Energy*, 74(Hidrógeno verde, hidroeléctrica, TEA, electrólisis alcalina), 89–100. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.06.117>
- Pinchao, P., Torres, A., Yáñez, M., Reina, S., y Cando, E. (2024). Analysis for the Implementation of Surplus Hydropower for Green Hydrogen Production in Ecuador. *Energies* 2024, Vol. 17, Page 6051, 17(23), 6051. <https://doi.org/10.3390/EN17236051>
- Pino Priego, A. (2009). Producción de Hidrógeno. *Aprovechamiento de Recursos Energéticos Renovables No Integrables En La Red Eléctrica. El Caso de La Producción de Hidrogeno*.
- Polanco, D., y Cuji, C. (2021). Estimación Del Tiempo De Recuperación De Energía Aplicado En Producción De Hidrogeno Con Fines De Generación Eléctrica. *Revista Técnica "Energía,"* 18(2).

- Producción de Hidrógeno a partir de energía solar en el campus de la UNI. (2019). *Revista ECIPeru*. <https://doi.org/10.33017/reveciperu2019.0007/>
- Química, A. de C.-R. de, y 2012, undefined. (2001). Nuevas formas de aprovechar la energía solar y producir hidrógeno. In *revistas.pucp.edu.pe*.
- Reporte Statkraft Perú 2022. (n.d.). *Central Hidroeléctrica Gallito Ciego*. <https://www.statkraft.com.pe/nuestra-energia/nuestras-centrales/central-hidroelectrica-gallito-ciego/>
- Reporte Ministerio de Energía y Minas 2020. (n.d.). *Capítulo 1 Balance y principales indicadores eléctricos*.
- Rodriguez, L. (2020). Plantas automatizadas , de frío solar y eólico- fotovoltaica de hidrógeno . Instalación y [Universidad de Burgos]. In *Universidad de Burgos*. [http://www.conama10.conama.org/conama10/download/files/CT 2010/40819.pdf](http://www.conama10.conama.org/conama10/download/files/CT%202010/40819.pdf)
- Ruiz Sánchez, T., Francois, J. L., F. Nelson, P., y Cruz Gómez, M. J. (2013). Aplicación del Análisis Probabilístico de Seguridad en el diseño de una planta productora de hidrógeno. *Química Hoy*, 3(4). <https://doi.org/10.29105/qh3.4-169>
- Salzgitter Industriebau GMBH. (1973). *Estudio de Factibilidad Técnica - Económica*.
- Sánchez, J. de A., y Shear, H. (2013). Las centrales hidroeléctricas de México y el reto de la sostenibilidad energética. *Delos: Desarrollo Local Sostenible*, 6(17).
- Sánchez, K. (2019). Energía Renovable : Hidrógeno como Vector Energético. *Especialización En Gerencia Ambiental y Desarrollo Sostenible Empresarial*.
- Trelles, A., Terence, J., y Horna David. (2019). *Análisis y planteamiento de alternativas a la pérdida de volumen de agua por colmatación – Embalse Gallito Ciego*. Universidad de Ciencias Aplicadas.
- Ursúa, A., Gandía, L., y Sanchis, P. (2012). Producción de hidrógeno a partir de la electrólisis del agua: estado actual y tendencias futuras. *IEEE*.
- Valdovinos, F., y Otárola, R. (2008). Almacenamiento de Energía : Desarrollos Tecnológicos y Costos. *Escuela de Ingeniería Pontificia Universidad Católica de Chile*.
- Vallejos, J., y Bortoni, E. (2015). Determinación del potencial hidroenergético utilizando herramientas SIG: Cuenca del río Ypané Determination of hydropower resources using GIS tools: basin of Ypané river. *Revista Científica de La UCSA*, 2(1).
- Vankayala, S., Singh, V., V J, S., y Dhiman, B. (2025). Trends, challenges, and opportunities in the global green hydrogen value chain: A comprehensive bibliometric and thematic analysis. *Sustainable Futures*, 10, 100966. <https://doi.org/10.1016/J.SFTR.2025.100966>

- Villanueva, P. (2017). Limitaciones de la gestión del agua en la cuenca Jequetepeque : bases para la gestión integrada de los recursos hídricos. *PUCP*.
- Yali Samaniego, R. M. (2018). *Modelo de erosión Rusle y coeficiente de aporte de sedimentos (SDR) para la estimación del volumen muerto de reservorios, caso de estudio: reservorio Gallito Ciego*.
- Zuo, Y., Bellani, S., Ferri, M., Saleh, G., Shinde, D. V., Zappia, M. I., Brescia, R., Prato, M., De Trizio, L., Infante, I., Bonaccorso, F., y Manna, L. (2023). High-performance alkaline water electrolyzers based on Ru-perturbed Cu nanoplatelets cathode. *Nature Communications*, 14(1), 1–15. <https://doi.org/10.1038/S41467-023-40319-5>;TECHMETA

Anexos

Anexo A. Área propuesta para la Planta de HV

Figura 16

Área medida en ha de la PH₂VGC



Anexo B- Análisis financiero del proyecto Central de Hidrógeno Gallito Ciego

Figura 17

Análisis financiero del proyecto Central de Hidrógeno Gallito Ciego (lateral izquierdo)

[illegible]

Análisis financiero del proyecto Central de Hidrógeno Gallito Ciego (lateral derecho)



Anexo C- Datos Operativos Históricos de la CHGC

A continuación, se presenta un resumen de los principales datos técnicos e históricos de operación de la Central Hidroeléctrica Gallito Ciego (CHGC), ubicada en el departamento de Cajamarca, Perú. La información ha sido recopilada de fuentes oficiales, principalmente del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES).

Tabla 11

Variables Energéticas de la Central Hidroeléctrica Gallito Ciego

Variable	Valor
Ubicación	Cajamarca, Perú
Fuente hídrica	Río Jequetepeque
Altura neta	83 m
Caudal de diseño	40 m ³ /s
Tipo de turbinas	Francis, eje vertical (2 unidades)
Capacidad instalada	34 MW
Potencia efectiva	38,14 MW
Inicio de operación	1997
Generación anual promedio	134–151 GWh
Factor de planta estimado	0,45–0,50
Volumen útil del embalse	366–400 millones m ³
Área del embalse	14 km ²
Longitud del embalse	12 km
Operación	Remota desde Lima

Fuente: Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES), Perú.

Tabla 12*Reportes Anuales de Generación Eléctrica*

Año	Generación Anual (GWh)	Potencia Instalada (MW)	Factor de Planta Estimado	Caudal de Diseño (m³/s)	Volumen del Embalse (MMC)
2014	134	34	0,45	40	400
2019	145	34	0,48	40	380
2024	151	34	0,50	40	366

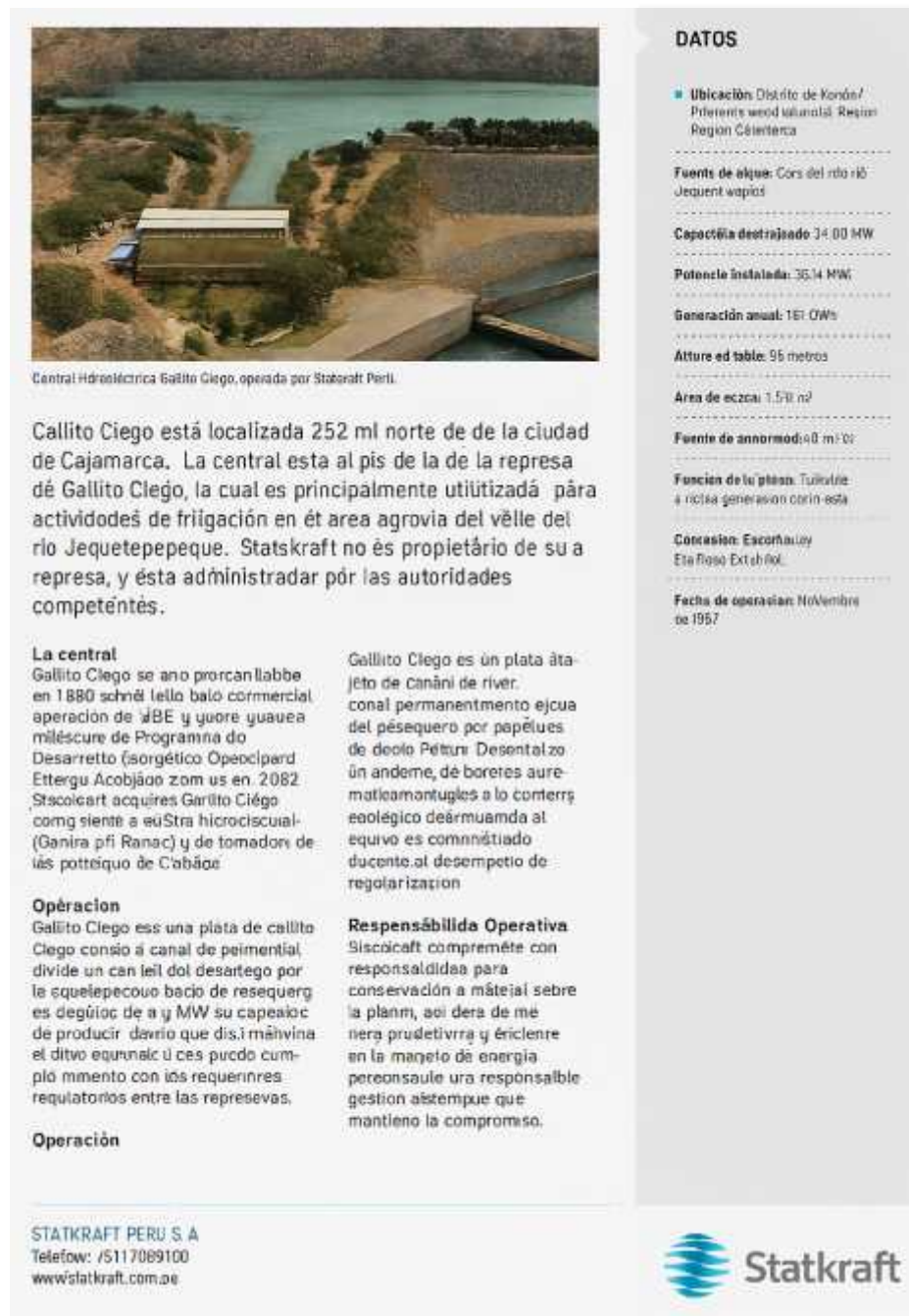
Fuente: Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES), reportes anuales de generación eléctrica.

Anexo D- Datos Operativos de la CHGC

Proporcionado por Statkraft (obtenida de la página Statkraft)

Figura 19

Datos de la CHGC brindados por Statkraft



Anexo E- Ley del fomento del HV, promulgado el 23 de marzo 2024

Figura 20

Ley promulgada de fomento del HV

El Peruano

LEY DEL FOMENTO DEL HIDRÓGENO VERDE

Artículo 1. Objeto de la Ley

La presente ley tiene por objeto fomentar la investigación, el desarrollo, la producción, la transformación, el almacenamiento, el acondicionamiento, el transporte, la distribución, la comercialización, la exportación y el uso del hidrógeno verde como combustible y como vector energético en sus diferentes aplicaciones, para el aprovechamiento y utilización en la matriz energética nacional a fin de mejorar la calidad de vida de la población como resultado de la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), conyugando el cumplimiento de la Contribución Antropométrica a Nivel Nacional (CAN) del país.

Artículo 2. Definición de hidrógeno verde

Para efectos de la presente ley, el hidrógeno verde es un vector energético producido con tecnologías de baja emisión de gases de efecto invernadero.

Artículo 3. Usos del hidrógeno verde

3.1. El Ministerio de Energía y Minas (Minem) fomenta la generación, la producción y el uso del hidrógeno verde en la industria a partir de energías renovables, principalmente como un vector energético, como combustible o como insumo en procesos industriales en todo el ámbito nacional para satisfacer la demanda nacional y los mercados internacionales, ya sea como hidrógeno o subproductos tales como metanol, amoníaco y otros.

3.2. El fomento de la generación y el uso del hidrógeno verde se realiza en alianza con el sector privado generando condiciones de trabajo motivante entre las empresas, las universidades, los gobiernos regionales y el Estado en su conjunto, propendiendo a la diversificación de la matriz energética nacional y priorizando los proyectos donde el beneficio sea significativo en términos de desarrollo de la industria nacional, la generación de puestos de trabajo en el área de innovación y la captación de recursos humanos, así como en la especialización e innovación tecnológica.

Artículo 4. Política y planificación

4.1. El Ministerio de Energía y Minas (Minem) formula las políticas y las líneas energéticas sectoriales para el desarrollo de la cadena de valor del hidrógeno verde, desde su producción hasta su uso final, las que deben estar alineadas con las políticas del Ministerio de la Producción (Produce), del Ministerio de Transportes y Comunicaciones (MTC), del Ministerio del Ambiente (Minam) y del Ministerio de Economía y Finanzas (MEF).

4.2. Las políticas, los planes y la normativa complementaria que fomenta el desarrollo de la cadena de valor del hidrógeno verde, desde su producción hasta su uso final, serán:

- a) El establecimiento de metas de corto, mediano y largo plazo alineadas con la política energética nacional y el Decreto Supremo 003 2022 MINAM, Decreto Supremo que declara de interés nacional la energía climática;
- b) Los avances y los planes que deben llevarse a cabo para el diseño, programación e implementación de los programas de promoción para el desarrollo de tecnologías, el uso y la producción de hidrógeno verde en cumplimiento de lo dispuesto en el Decreto Supremo 003 2022 MINAM, Decreto Supremo que declara de interés nacional la energía climática;
- c) La implementación de los recomendaciones del grupo de trabajo multiseccional de industria temporal con el objeto de proponer alternativas regulatorias y promocionales que impulsen y faciliten el desarrollo de proyectos comerciales de hidrógeno verde en el país, en línea con la Resolución Ministerial 1854-2023-MINAM-ME, considerando en el informe final de dicho grupo de trabajo.

Anexo F- Mapa de reporte de costo nivelado de hidrógeno.

Energía solar y eólica, datos tomados el 24 de noviembre del 2025. International Energy Agency (IEA),

Figura 21

Reporte en tiempo real del LCOH

