



UNIVERSIDAD NACIONAL DE JULIACA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
ESCUELA PROFESIONAL INGENIERÍA EN ENERGÍAS
RENOVABLES



ANÁLISIS TÉCNICO Y ECONÓMICO DE UN SISTEMA SOLAR
FOTOVOLTAICO Y EÓLICO EN LA PRODUCCIÓN DE
HIDRÓGENO VERDE EN LA UNIVERSIDAD
NACIONAL DE JULIACA

Bach. Richard Alex Vilca Portada

TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO DE:
INGENIERO EN ENERGÍAS RENOVABLES

Asesor: Dr. Henry Pizarro Viveros



Juliaca - Perú

2025



UNIVERSIDAD NACIONAL DE JULIACA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
ESCUELA PROFESIONAL INGENIERÍA EN ENERGÍAS
RENOVABLES



ANÁLISIS TÉCNICO Y ECONÓMICO DE UN SISTEMA SOLAR
FOTOVOLTAICO Y EÓLICO EN LA PRODUCCIÓN DE
HIDRÓGENO VERDE EN LA UNIVERSIDAD
NACIONAL DE JULIACA

Bach. Richard Alex Vilca Portada

TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO DE:
INGENIERO EN ENERGÍAS RENOVABLES

Asesor: Dr. Henry Pizarro Viveros



Juliaca - Perú

2025

UNIVERSIDAD NACIONAL DE JULIACA

**ESCUELA PROFESIONAL INGENIERÍA EN ENERGÍAS
RENOVABLES**



**ANÁLISIS TÉCNICO Y ECONÓMICO DE UN SISTEMA SOLAR
FOTOVOLTAICO Y EÓLICO EN LA PRODUCCIÓN DE
HIDRÓGENO VERDE EN LA UNIVERSIDAD
NACIONAL DE JULIACA**

Bach. Richard Alex Vilca Portada

**TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO DE INGENIERO EN ENERGÍAS
RENOVABLES**

Asesor:

Dr. Henry Pizarro Viveros

Juliaca, 2025

Ficha catalográfica

Vilca Portada, R. A. (2024). *Análisis técnico y económico de un sistema solar fotovoltaico y eólico en la producción de hidrógeno verde en la Universidad Nacional de Juliaca* (Tesis de pregrado). Universidad Nacional de Juliaca.

AUTOR: Richard Alex Vilca Portada

TÍTULO: Análisis técnico y económico de un sistema solar fotovoltaico y eólico en la producción de hidrógeno verde en la Universidad Nacional de Juliaca

PUBLICACIÓN: Juliaca, 2025

DESCRIPCIÓN: Cantidad de páginas (126 pp)

NOTA: Tesis - Escuela Profesional de Ingeniería en Energías Renovables - Universidad Nacional de Juliaca

CÓDIGO: 02-000040-02/V65

NOTA: Incluye bibliografía

ASESOR: Dr. Henry Pizarro Viveros

PALABRAS CLAVE: Electrolizador, hidrógeno verde, producción de hidrógeno, célula de combustible, sistema eólico, sistema fotovoltaico.

UNIVERSIDAD NACIONAL DE JULIACA

FACULTAD DE CIENCIAS DE INGENIERÍAS

ESCUELA PROFESIONAL INGENIERÍA EN ENERGÍAS RENOVABLES

**ANÁLISIS TÉCNICO Y ECONÓMICO DE UN SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO
Y EÓLICO EN LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO VERDE EN LA
UNIVERSIDAD NACIONAL DE JULIACA**

TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO DE INGENIERO EN ENERGÍAS RENOVABLES

Presentada por:

Richard Alex Vilca Portada

Sustentada y aprobada ante el siguiente jurado:

Mg. Jhon Eduardo Abarca Suca

PRESIDENTE DE JURADO



Mg. Alex Mario Lerma Coaquira

JURADO (secretario)



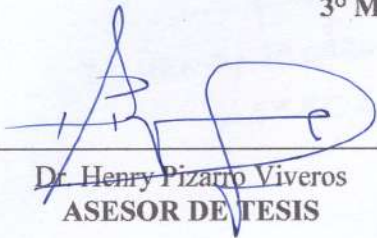
2° MIEMBRO

MSc. Josmell Tito Calderon

JURADO (Vocal)



3° MIEMBRO



**Dr. Henry Pizarro Viveros
ASESOR DE TESIS**

RICHARD ALEX VILCA PORTADA

BORRADOR DE TESIS RAVP.pdf

 Universidad Nacional de Juliaca

Detalles del documento

Identificador de la entrega
trn:oid::3117:474215586

Fecha de entrega
16 jul 2025, 10:47 a.m. GMT-5

Fecha de descarga
16 jul 2025, 10:55 a.m. GMT-5


Nombre de archivo
BORRADOR DE TESIS RAVP.pdf

Tamaño de archivo
5.6 MB

126 Páginas

26.496 Palabras

149.631 Caracteres



DR. HENRY PLAZARRO VIVEROS
ASESOR




13% Similitud general

El total combinado de todas las coincidencias, incluidas las fuentes superpuestas, para ca...

Filtrado desde el informe

- ▶ Bibliografía
- ▶ Texto citado
- ▶ Texto mencionado
- ▶ Coincidencias menores (menos de 10 palabras)

Fuentes principales

- 9%  Fuentes de Internet
- 2%  Publicaciones
- 10%  Trabajos entregados (trabajos del estudiante)

Marcas de integridad

N.º de alertas de integridad para revisión

No se han detectado manipulaciones de texto sospechosas.

Los algoritmos de nuestro sistema analizan un documento en profundidad para buscar inconsistencias que permitirían distinguirlo de una entrega normal. Si advertimos algo extraño, lo marcamos como una alerta para que pueda revisarlo.

Una marca de alerta no es necesariamente un indicador de problemas. Sin embargo, recomendamos que preste atención y la revise.



DR. HENRY PIZARRO VIVEROS
ASESOR

DEDICATORIA

Este trabajo de investigación está dedicado a mis padres, Alex y Agueda, quienes me dieron la vida y estuvieron presentes en los momentos de alegrías y tristezas que ésta conlleva. Ellos son, además, una motivación constante para seguir adelante con mis logros profesionales y personales.

A mis familiares, quienes representan un gran apoyo, brindándome con su ejemplo la sabiduría que la vida les ha dado.

A mi hermano menor, Darwin, a Milena, quienes siempre me apoyan y me alientan a cumplir las metas que me he propuesto.

Y, por último, me lo dedico a mí mismo, ya que estoy cumpliendo con las metas trazadas, siendo este logro uno de los muchos que espero alcanzar.

Richard Alex V.P.

AGRADECIMIENTOS

Primeramente, agradezco a Dios por darme la vida, la fuerza, la salud y la capacidad para aprender de los errores, además de cuidarme y brindarme muchas bendiciones.

Agradezco a la Universidad Nacional de Juliaca por haberme abierto las puertas de su prestigiosa casa de estudios.

Agradezco a la Escuela Profesional de Ingeniería en Energías Renovables y a sus docentes por la enseñanza impartida durante mi formación profesional, la cual me sigue siendo útil en mi desempeño como buen profesional.

Al Dr. Henry Pizarro Viveros, asesor de tesis, por brindarme su confianza y amistad, contribuyendo de manera significativa en la realización de este trabajo de tesis.

A mi familia, por estar presente en los buenos y malos momentos, por entenderme y apoyarme cuando más lo necesité y ser una constante motivación para seguir cumpliendo las metas que me quedan por delante.

A mis amigos, quienes también son un valioso soporte que la vida me ha brindado.

Richard Alex V.P.

ÍNDICE

| | |
|--------------------------------------|-------|
| DEDICATORIA | iv |
| AGRADECIMIENTOS..... | v |
| ÍNDICE DE TABLAS..... | x |
| ÍNDICE DE FIGURAS | xi |
| ÍNDICE DE ANEXOS | xiv |
| LISTA DE ABREVIATURAS Y SIGLAS | xv |
| RESUMEN | xvi |
| ABSTRACT | xvii |
| INTRODUCCIÓN | xviii |

CAPITULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

| | | |
|-------|---|----|
| 1.1 | Formulación del problema de investigación | 22 |
| 1.1.1 | Problema general | 22 |
| 1.1.2 | Problemas específicos | 22 |
| 1.2 | Objetivos de la investigación | 23 |
| 1.2.1 | Objetivo general | 23 |
| 1.2.2 | Objetivos específicos | 23 |
| 1.3 | Justificación de la investigación | 23 |
| 1.3.1 | Justificación técnica | 23 |
| 1.3.2 | Justificación social | 23 |
| 1.3.3 | Justificación ambiental..... | 24 |
| 1.3.4 | Justificación económica | 24 |

CAPITULO II

REVISION DE LA LITERATURA

| | | |
|-----|--|----|
| 2.1 | Antecedentes del problema de investigación | 25 |
| 2.2 | Bases teóricas..... | 28 |

| | |
|---|----|
| 2.2.1 Producción de hidrógeno verde..... | 28 |
| 2.2.2 Tipos de electrolizadores | 29 |
| 2.2.3 Alternativas de almacenamiento de hidrógeno | 31 |
| 2.2.4 Marco legal del hidrógeno en el Perú | 34 |
| 2.2.5 Sistema solar fotovoltaico y sistema eólico en la producción de hidrógeno verde | 36 |
| 2.3 Marco conceptual..... | 36 |
| 2.3.1 Hidrógeno verde..... | 36 |
| 2.3.2 Propiedades del hidrógeno..... | 37 |
| 2.3.3 Producción de hidrógeno mediante electrólisis de agua | 37 |
| 2.3.4 Capacidad de generación de hidrógeno verde | 38 |
| 2.3.5 Cantidad de energía generada por el hidrógeno..... | 39 |
| 2.3.6 Cantidad de energía generada por el módulo fotovoltaico | 39 |
| 2.3.7 Cantidad de energía por unidad de superficie en viento | 39 |
| 2.3.8 Almacenamiento del hidrógeno | 40 |
| 2.3.9 Eficiencia del electrolizador en la producción de hidrógeno verde | 40 |
| 2.3.10 Radiación solar..... | 41 |
| 2.3.11 Unidades de radiación solar | 41 |
| 2.3.12 Módulos fotovoltaicos | 42 |
| 2.3.13 Angulo de inclinación y orientación de un módulo fotovoltaico..... | 45 |
| 2.3.14 Parques eólicos..... | 45 |
| 2.3.15 Tipos de turbinas eólicas..... | 46 |
| 2.3.16 La potencia del viento..... | 49 |
| 2.3.17 Coeficiente de potencia eólica | 49 |
| 2.3.18 Componentes de un aerogenerador de eje horizontal | 50 |
| 2.3.19 Valor Actual Neto (VAN)..... | 51 |
| 2.3.20 Tasa Interna de Retorno (TIR) | 52 |
| 2.3.21 Plazo de recuperación (Payback) | 52 |

CAPITULO III

MATERIALES Y METODOS

| | |
|------------------------------------|----|
| 3.1 Formulación de hipótesis | 54 |
| 3.1.1 Hipótesis general..... | 54 |

| | | |
|-------|---|----|
| 3.1.2 | Hipótesis específicas..... | 54 |
| 3.2 | Metodología de la investigación | 54 |
| 3.2.1 | Tipo y nivel de investigación..... | 54 |
| 3.2.2 | Ámbito de estudio..... | 55 |
| 3.3 | Evaluación de recursos renovables en la zona de estudio..... | 55 |
| 3.3.1 | Evaluación del recurso solar en la sede Ayabacas..... | 55 |
| 3.3.2 | Evaluación del recurso eólico en la sede Ayabacas..... | 59 |
| 3.4 | Integración de un sistema fotovoltaico y sistema eólico para producción de hidrógeno verde..... | 62 |
| 3.4.1 | Diseño e integración del sistema fotovoltaico y eólico..... | 62 |
| 3.4.2 | Sistemas fotovoltaicos..... | 62 |
| 3.4.3 | Sistema de energía eólica..... | 65 |
| 3.5 | Análisis de capacidad de generación de hidrógeno verde..... | 67 |
| 3.5.1 | Selección del electrolizador de hidrógeno | 68 |
| 3.6 | Evaluación económica del sistema de producción de hidrógeno verde..... | 69 |
| 3.6.1 | Identificación de Costos..... | 69 |
| 3.6.2 | Producción de Hidrógeno..... | 69 |
| 3.6.3 | Cálculo de los Costos Nivelados del hidrógeno (LCOH)..... | 69 |
| 3.6.4 | Evaluación Financiera..... | 71 |

CAPITULO IV

RESULTADOS Y DISCUSIONES

| | | |
|-------|---|----|
| 4.1 | Viabilidad técnica de la integración de un sistema solar fotovoltaico y eólico para la producción de hidrógeno verde..... | 72 |
| 4.1.1 | Selección y dimensionamiento de electrolizadores | 73 |
| 4.1.2 | Dimensionamiento del sistema fotovoltaico..... | 77 |
| 4.1.3 | Dimensionamiento del sistema eólico | 82 |
| 4.2 | Capacidad de generación de hidrógeno verde mediante análisis teórico..... | 86 |
| 4.2.1 | Factores que influyen en la capacidad de generación de hidrógeno verde | 86 |
| 4.2.2 | Estimación teórica de la producción anual de hidrógeno verde..... | 87 |
| 4.2.3 | Discusión de resultados y validación con datos de referencia | 88 |
| 4.3 | Análisis económico del sistema de producción de hidrógeno verde | 88 |
| 4.3.1 | Estimación de costos de inversión y operación (CAPEX y OPEX) | 88 |

| | |
|--|----|
| 4.3.2 Ingresos económicos por venta del hidrógeno producido..... | 94 |
| 4.3.3 Gastos de la planta de generación de hidrógeno verde | 95 |
| 4.3.4 Análisis de rentabilidad de la planta de generación de hidrógeno verde | 95 |

CAPITULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

| | |
|--|-----|
| 5.1 Conclusiones | 99 |
| 5.2 Recomendaciones | 100 |
| REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS | 101 |
| ANEXOS | 108 |
| ANEXO 1 – Ley de fomento del hidrógeno verde | 109 |
| ANEXO 2 – Fichas técnicas de los electrolizadores de la empresa H2B2 | 112 |
| ANEXO 3 – Fichas técnicas módulos fotovoltaicos..... | 117 |
| ANEXO 4 – Fichas técnicas estructura metálica | 119 |
| ANEXO 5 – Ficha técnica de inversor..... | 121 |
| ANEXO 6 – Ficha técnica de aerogenerador eólico | 123 |

ÍNDICE DE TABLAS

| | |
|--|----|
| Tabla 1. Velocidad del viento promedio de dos fuentes revisadas..... | 61 |
| Tabla 2. Capacidad de electrolizadores por hora de producción (H2B2, 2019)..... | 74 |
| Tabla 3. Electrolizadores de media escala y su producción horaria (H2B2, 2019)..... | 75 |
| Tabla 4. Ficha técnica del electrolizador de media escala EL10N (H2B2, 2019)..... | 75 |
| Tabla 5. Determinación de número de módulos fotovoltaicos para electrolizador EL10N. | 77 |
| Tabla 6. Resultados del electrolizador EL10N para 7 horas de trabajo diario. | 77 |
| Tabla 7. Datos de la ficha técnica del módulo fotovoltaico seleccionado..... | 78 |
| Tabla 8. Especificaciones técnicas del Inversor de String Inteligente SUN 2000-60KTL-M0 de marca Huawei. | 81 |
| Tabla 9. CAPEX del electrolizador de hidrógeno y accesorios..... | 89 |
| Tabla 10. OPEX del electrolizador de hidrógeno y accesorios. | 89 |
| Tabla 11. CAPEX del sistema fotovoltaico..... | 91 |
| Tabla 12. OPEX del sistema fotovoltaico. | 92 |
| Tabla 13. CAPEX del sistema eólico. | 91 |
| Tabla 14. OPEX del sistema eólico..... | 96 |
| Tabla 15. Resumen de CAPEX de la planta de generación de hidrógeno verde..... | 97 |
| Tabla 16. Resumen de OPEX de la planta de generación de hidrógeno verde..... | 97 |
| Tabla 17. Costos nivelados del hidrógeno (LCOH) proyectados hasta el año 2050..... | 94 |
| Tabla 18. Periodo de retorno de la inversión de la planta de generación de hidrógeno verde.. | 95 |
| Tabla 19. Datos considerados en la determinación del VAN y la TIR..... | 96 |

ÍNDICE DE FIGURAS

| | |
|--|----|
| Figura 1. Fuente de colores de hidrógeno, el hidrógeno verde se obtiene a través de un proceso de Electrolisis con fuente de energía renovable solar o eólica (Lentech, 2023). | 21 |
| Figura 2. Producción de hidrógeno mediante el reformado del gas natural y mediante la electrólisis de agua (TUVSUD, 2022). | 28 |
| Figura 3. Principio de trabajo del electrolizador alcalino ALK adaptado de Guo, Zhu, & Zhang, (2023). | 30 |
| Figura 4. Principio de trabajo del electrolizador tipo PEM adaptado de Guo, Zhu, & Zhang, (2023). | 30 |
| Figura 5. Principio de trabajo del electrolizador SOEC adaptado de Guo, Zhu, & Zhang, (2023) | 31 |
| Figura 6. Tanque de almacenamiento de hidrógeno a presión (Eberle & Helmolt, 2016)..... | 32 |
| Figura 7. Tanque de almacenamiento de hidrógeno criogénico (Rao, Yin, & Werij, 2020) .. | 33 |
| Figura 8. Electrólisis de agua para producción de hidrógeno | 38 |
| Figura 9. Tanque de almacenamiento de hidrógeno para presión máxima 60 bar (H2B2, 2019) | 40 |
| Figura 10. Tipos de radiación sobre una superficie (Castejon & Santamaria, 2010)..... | 41 |
| Figura 11. Concepto de irradiancia (W/m ²) e irradiación (Wh/m ²) de un día de medición de la ciudad de Málaga - España, adaptado de HelioEsfera (2020) | 42 |
| Figura 12. Módulo fotovoltaico monocristalino adaptado de (Celdares, 2019)..... | 43 |
| Figura 13. Módulo fotovoltaico policristalino adaptado de (Celdares, 2019)..... | 44 |
| Figura 14. Funcionamiento de una célula tradicional y PERC adaptado de (Tecnosolab, 2020). | 44 |
| Figura 15. Ángulo de inclinación y orientación de módulos fotovoltaicos ubicado adaptado de (SFE-Solar, 2024) | 45 |
| Figura 16. Actual parque eólico más grande del Perú, Punta Lomitas con capacidad nominal de 260 MW (ENGIE, 2022). | 46 |
| Figura 17. Tipos de aerogenerador de eje vertical Savoniuss (AeroGeneradores, 2022) | 48 |
| Figura 18. Aerogenerador tipo Darrieus (AeroGeneradores, 2022)..... | 49 |

| | |
|--|----|
| Figura 19. Diferentes coeficientes de potencia en función de la velocidad especifican para distintos tipos de aerogeneradores (Villarrubia, 2013)..... | 50 |
| Figura 20. Componentes de un aerogenerador de eje horizontal tripala: (a) base o cimiento, (b) punto de conexión de baja tensión, (c) torre de sustentación, (d) escalera interior, (e) sistema de orientación del rotor, (f) góndola, (g) generador eléctrico, (h) anemómetro y veleta, (i) freno para fijación del rotor, (j) caja multiplicadora de velocidad, (k) álabe del rotor, (l) punto de inserción de la pala en el buje, (ll) buje del aerogenerador (Villarrubia, 2013)..... | 51 |
| Figura 21. Sede de la UNAJ en Ayabacas y localización del lugar del proyecto. | 55 |
| Figura 22. Características meteorológicas de la sede Ayabacas de la UNAJ. Temperatura máxima entre 17 a 20 °C; temperatura mínima entre 5 a 7 °C; niveles de irradiación solar máxima de 6.5 kWh/m2..... | 56 |
| Figura 23. Rosa de los vientos – promedio anual (Hatari, 2024). | 60 |
| Figura 24. Velocidad del viento en la sede Ayabacas para los años 2022 y 2023. | 60 |
| Figura 25. Componentes de un sistema fotovoltaico conectado a red (HiPower, 2024)..... | 63 |
| Figura 26. Esquema simplificado de una planta de electrólisis en un régimen de autoconsumo (Matute, Yusta, Beyza, & Monteiro, 2022) | 64 |
| Figura 27. Componentes de un sistema fotovoltaico aislado (SUNFIELDS, 2015). | 64 |
| Figura 28. Esquema de sistema fotovoltaico aislado aplicado a planta de electrólisis con almacenamiento (Awad, y otros, 2024). | 65 |
| Figura 29. Sistema de energía eólica terrestre u onshore (ENEL, 2020). | 65 |
| Figura 30. Sistema de energía eólica marina u offshore (DEXMA, 2022) | 67 |
| Figura 31. Electrolizador de pequeña escala (H2B2, 2019). | 73 |
| Figura 32. Electrolizador de media escala en contenedor de 6.1 m de largo (20 pies) (H2B2, 2019). | 74 |
| Figura 33. Electrolizador de gran escala en contenedor de 12.19 m de largo (40 pies) (H2B2, 2019). | 74 |
| Figura 34. Módulo fotovoltaico 610W Monocristalino N-Type Tensite. | 79 |
| Figura 35. Inversor Huawei SUN 2000-60KTL-M0 trifásico. | 82 |
| Figura 36. Turbina Savonius helicoidal de 600 W para baja velocidad de viento. | 84 |

| | |
|--|----|
| Figura 37. Ubicación general del proyecto dentro de las instalaciones de la sede Ayabacas (Google maps, 2024)..... | 85 |
| Figura 38. Ubicación de la instalación de la planta de generación de hidrógeno verde en la EPIER – UNAJ (Google maps, 2024). | 85 |
| Figura 39. Esquema del sistema de generación de hidrógeno verde con sistema integrado fotovoltaico - eólico - baterías – electrolizador | 87 |
| Figura 40. Análisis de la inversión de la planta de producción de hidrógeno verde | 97 |

ÍNDICE DE ANEXOS

| | |
|--|-----|
| ANEXO 1 – Ley de fomento del hidrógeno verde..... | 109 |
| ANEXO 2 – Fichas técnicas de los electrolizadores de la empresa H2B2..... | 112 |
| ANEXO 3 – Fichas técnicas módulos fotovoltaicos | 117 |
| ANEXO 4 – Fichas técnicas estructura metálica | 119 |
| ANEXO 5 – Ficha técnica de inversor | 121 |
| ANEXO 6 – Ficha técnica de aerogenerador eólico..... | 123 |

LISTA DE ABREVIATURAS Y SIGLAS

| | |
|----------------|---|
| ALK | Electrolizador de membrana electrolítica alcalina (ALK) |
| CAPEX | Costos de Capital |
| EPIER | Escuela profesional de ingeniería en energías renovables |
| H2 | Hidrógeno |
| H2B2 | Asociación del Hidrógeno del Perú |
| H2V | Hidrógeno verde |
| LCOE | Costo referido a la energía (<i>Levelized Cost of Energy</i>) |
| LCOH | Costo Nivelado del Hidrógeno (<i>Leveralized Cost of Hydrogen</i>) |
| LCOS | Costo referido al almacenamiento (<i>Levelized Cost of Storage</i>) |
| LH2 | Almacenamiento como hidrógeno criogénico |
| Nm3 | Normo metro cúbico o “metro cúbico normal” |
| OPEX | Costos Operacionales |
| Payback | Plazo de recuperación |
| PEM | Electrolizador de membrana de intercambio de protones (PEM) |
| PERC | Módulo fotovoltaico tipo PERC (<i>Passivated Emitter Rear Cell</i>) |
| SOEC | Electrolizador de membrana de estado solido |
| TIR | Tasa Interna de Retorno |
| UNAJ | Universidad nacional de Juliaca |
| VAN | Valor Actual Neto |
| VAWT | Aerogeneradores de eje vertical (<i>vertical axis wind turbine</i>) |
| VPN | Valor Presente Neto |

RESUMEN

El cambio climático en el mundo es un tema de gran importancia y relevancia para la sociedad actual. Diversos países realizan esfuerzos para su mitigación además de reducir la dependencia de combustibles fósiles, una alternativa es el uso de las energías renovables cuya utilización se promueve y principalmente el uso de la energía del hidrógeno. La utilización de la energía del hidrógeno fue una realidad en otros países, sin embargo, en el Perú los estudios o proyectos sobre la implementación y viabilidad sobre producción del hidrógeno verde son muy recientes. El objetivo de este proyecto fue analizar técnica y económicamente la implementación de un sistema combinado de energía solar fotovoltaica y eólica para la producción de hidrógeno verde. La forma de generación de hidrógeno verde fue proyectada por un electrolizador que utilizó la energía producida por sistema fotovoltaico y eólico. Se recopilaron datos sobre la radiación solar y la velocidad del viento en la región de Juliaca, lo que permitió realizar un análisis y cuantificar la producción potencial de hidrógeno verde. Se analizó la capacidad de generación de hidrógeno verde. Además, se llevó a cabo un análisis económico, considerando los costos de instalación, operación y mantenimiento de los sistemas. En relación a la evaluación económica del sistema, a partir del año 17, el proyecto de producción de hidrógeno verde se convierte en una inversión rentable, evidenciada por un Valor Actual Neto (VAN) y una Tasa Interna de Retorno (TIR) positivos. A pesar de la significativa inversión inicial, los bajos costos de operación y mantenimiento mejoran la viabilidad financiera a largo plazo, haciendo que el sistema combinado de energía solar fotovoltaica y eólica sea sostenible. Esta tendencia valida la decisión de invertir en energías renovables y posicionar a la universidad como un líder en la transición hacia una matriz energética sustentable.

Palabras clave: Electrolizador, hidrógeno verde, producción de hidrógeno, célula de combustible, sistema eólico, sistema fotovoltaico.

ABSTRACT

Climate change worldwide is a topic of great importance and relevance for today's society. Various countries make efforts to mitigate it and reduce dependence on fossil fuels; one alternative is the use of renewable energies, whose utilization is promoted, especially the use of hydrogen energy. The use of hydrogen energy has been a reality in other countries; however, in Peru, studies or projects on the implementation and viability of green hydrogen production are very recent. The objective of this project was to analyze technically and economically the implementation of a combined photovoltaic solar and wind energy system for green hydrogen production. The method of green hydrogen generation was projected through an electrolyzer that used the energy produced by the photovoltaic and wind system. Data on solar radiation and wind speed in the Juliaca region were collected, allowing an analysis and quantification of the potential green hydrogen production. The capacity for green hydrogen generation was analyzed. Additionally, an economic analysis was carried out, considering the installation, operation, and maintenance costs of the systems. Regarding the economic evaluation of the system, from year 17 onward, the green hydrogen production project becomes a profitable investment, evidenced by a positive Net Present Value (NPV) and Internal Rate of Return (IRR). Despite the significant initial investment, the low operation and maintenance costs improve long-term financial viability, making the combined photovoltaic solar and wind energy system sustainable. This trend toward profitability validates the decision to invest in renewable energies and also positions the university as a leader in the transition toward a sustainable energy matrix.

Keywords: Electrolyser, fuel cell, green hydrogen, hydrogen production, photovoltaic system, wind system.

INTRODUCCIÓN

El cambio climático se ha convertido en uno de los principales desafíos de la humanidad, impulsando la búsqueda de soluciones para mitigar sus efectos y reducir la dependencia de los combustibles fósiles. En este contexto, muchas naciones están adoptando fuentes de energía renovable como una estrategia clave para avanzar hacia un futuro más sostenible. Una de las alternativas más prometedoras es el hidrógeno, considerado un vector energético limpio con el potencial de transformar diversos sectores productivos. Aunque el uso del hidrógeno como fuente de energía ya es una realidad en varios países, en Perú aún no se ha avanzado significativamente en su implementación, debido a que son recientes los proyectos y a la falta de estudios sobre su viabilidad técnica y económica.

Recientemente, se ha publicado en el Diario Oficial El Peruano la Ley de Fomento del Hidrógeno Verde, una iniciativa que busca promover el desarrollo de este vector energético en el Perú (ElPeruano, 2024). La ley establece incentivos económicos y tributarios para impulsar la investigación, producción, transporte, comercialización y uso del hidrógeno verde en diversas aplicaciones, desde la industria hasta el transporte. Sin embargo, también ha generado críticas, como la observada por la Universidad Nacional de Ingeniería (UNI), que señala una imprecisión en la definición del hidrógeno verde, al asociarlo con tecnologías de "bajas emisiones" en lugar de "cero emisiones". En el mismo año el gobierno publicó un decreto legislativo que modifica el Artículo 2, de la Ley N° 31992, con esta acción queda resuelta esta controversia de la denominación de hidrógeno verde (ElPeruano, 2024).

Un proyecto reciente y emblemático en este ámbito es el megaproyecto de hidrógeno verde que se construirá en la ciudad de Arequipa. Un hito trascendental para el Perú que ya cuenta con aprobación, por parte del Ministerio de la Producción (Produce), del Estudio de Impacto Ambiental Detallado (EIA-d) del megaproyecto Planta de Producción de Hidrógeno Verde – Horizonte de Verano, con una inversión superior a los \$ 11,200 millones de dólares. Este megaproyecto, es el más grande de su tipo en Latinoamérica, se desarrollará en los distritos de Majes y Quilca, en la región de Arequipa e incluirá una planta solar fotovoltaica con una capacidad de generación de hasta 5.85 GWp, una planta desalinizadora de agua de mar y una planta de electrólisis para la producción de hidrógeno verde, que será convertido en amoníaco (AmericaEconomía, 2025).

Ante este nuevo contexto, surgió la necesidad de investigar alternativas sostenibles que permitieran la producción de hidrógeno verde en el país y a la vez contribuyan al entendimiento y a la capacitación de estudiantes de EPIER/UNAJ para prepararse en esta nueva tendencia

La presente investigación tiene como objetivo analizar la viabilidad técnica y económica de implementar un sistema híbrido de energía solar fotovoltaica y eólica para la producción de hidrógeno verde en la Universidad Nacional de Juliaca. La producción de hidrógeno se realizaría mediante un electrolizador alimentado con energía generada por fuentes renovables, evaluando su capacidad de generación y su factibilidad económica. Esta investigación pretende ofrecer una solución sostenible que podría sentar las bases para el desarrollo de tecnologías limpias en el Perú, aprovechando los grandes recursos renovables disponibles en la región y contribuyendo al avance hacia una matriz energética sostenible.

En este contexto, la generación de hidrógeno verde mediante un sistema híbrido de energía solar fotovoltaica - eólica representa una oportunidad para aprovechar los recursos naturales de la región, caracterizada por altos niveles de irradiancia solar y vientos. Este enfoque no solo buscó diversificar la matriz energética local, sino también explorar el potencial del hidrógeno verde como un medio eficiente de almacenamiento y transporte de energía. La combinación de estas fuentes renovables permitió generar electricidad de manera constante, alimentando el electrolizador necesario para la producción de hidrógeno, lo que reduce la dependencia de fuentes fósiles y disminuye las emisiones de carbono.

Además, este proyecto tiene el potencial de servir como un modelo replicable para otras regiones del país, particularmente en áreas con condiciones climáticas favorables para la generación de energías fotovoltaica o eólica. Al analizar tanto los aspectos técnicos como económicos, se espera que los resultados puedan contribuir a futuras políticas energéticas, impulsando la adopción del hidrógeno verde a nivel nacional. De esta manera, la Universidad Nacional de Juliaca no solo contribuye al conocimiento académico y científico, sino también al desarrollo de soluciones innovadoras para combatir el cambio climático y promover la sostenibilidad en el Perú.

CAPITULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El cambio climático en el mundo es un tema de gran importancia y relevancia para la sociedad actual. Diversos países realizan esfuerzos para su mitigación además de reducir la dependencia de combustibles fósiles, una alternativa en crecimiento es el uso de las energías renovables que en diversos lugares del mundo están promoviéndose bastante.

Recientemente en el Perú se ha visto efectos adversos del cambio climático en diversas zonas del país, exceso de lluvias que provocan huacos, sequías prolongadas y aumento de la temperatura son indicativos que se requieren acciones para mitigar el cambio climático. El uso de las energías renovables se está considerando para reducir la dependencia de combustibles fósiles y evitar las emisiones de gases de efecto invernadero que afectan el cambio climático. Dentro de las energías renovables que se destacan en el país tenemos, a la energía solar, energía eólica, energía hidráulica, energía geotérmica y energía del hidrógeno (Osinergmin, 2019).

En la región Puno se tiene altos niveles de radiación solar, lo que la convierte en una zona con alto potencial para la generación de electricidad proveniente de la energía solar fotovoltaica que junto a las bajas temperaturas se tornan como una combinación ideal para la implementación de sistemas fotovoltaicos con alta eficiencia. La energía eólica también podría ser una opción viable en algunas zonas de la región Puno que tienen condiciones favorables para la instalación de aerogeneradores de mediana y baja potencia. Otra alternativa de generación de electricidad es el uso del hidrógeno para alimentar una célula de combustible (fuel cell) que produce energía eléctrica. La energía del hidrógeno es una nueva energía renovable que se utiliza con mucho éxito en Europa y Estados Unidos es un combustible limpio, sostenible y además no contamina el medio ambiente (IRENA, 2022).

El hidrógeno es el elemento químico más abundante del universo y en el planeta tierra solo existe en combinación con otros elementos y no en estado puro, se simboliza como H₂. El hidrógeno tiene tres veces más energía que la gasolina y es altamente inflamable. Para la obtención del hidrógeno es necesario separar de otras moléculas que pueden ser el agua, hidrocarburos como el gas, carbón o petróleo (IRENA, 2022). Uno de los procesos para obtener hidrógeno es la electrólisis de agua, para eso es necesario suministrar corriente eléctrica que

dividirá la molécula de agua en hidrógeno y oxígeno en un aparato denominado electrolizador. Si la corriente eléctrica es proveniente de fuentes renovables como la energía fotovoltaica o energía eólica el resultado es llamado hidrógeno verde que es 100% sostenible su simbología está definida como H2V - hidrógeno verde (IRENA, 2022), cuya fuente de colores se puede observar en la Figura 1. El hidrógeno gris tiene origen el metano, el hidrógeno azul tiene origen el metano y carbono, el hidrógeno turquesa tiene origen el metano. Finalmente, el hidrógeno verde tiene como fuente energética las fuentes renovables.

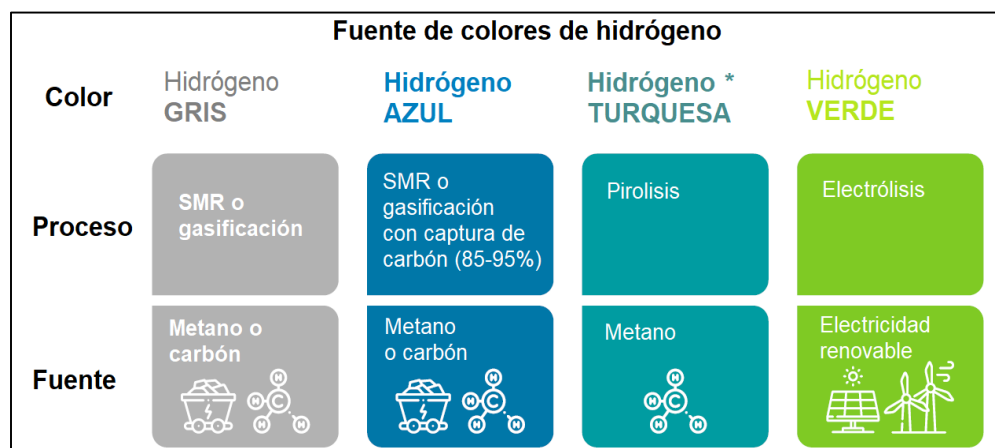


Figura 1. Fuente de colores de hidrógeno, el hidrógeno verde se obtiene a través de un proceso de Electrólisis con fuente de energía renovable solar o eólica (Lentech, 2023).

En ese sentido, el problema de investigación se establece en que no existen estudios en la región sobre análisis técnico y económico sobre producción de hidrógeno verde. Por lo cual, la presente investigación realizó un detallado análisis técnico y económico para dimensionar el sistema fotovoltaico y eólico para alimentar un electrolizador y producir 8 kg de hidrógeno verde al día. Para determinar esta cantidad, se consideraron los antecedentes de producción de hidrógeno en el Perú. Actualmente, la producción real disponible corresponde a la planta piloto de producción de hidrógeno verde de la Universidad Nacional de Ingeniería, que tiene una capacidad de producción de 65 kg/día. La producción de 8 kg/día es aproximadamente a la octava parte de aquella producción real. La producción de esta cantidad es viable y se torna coherente para la realidad actual de una universidad pública.

En cuanto al sistema fotovoltaico, los resultados mostraron que, dada la alta irradiación solar de la región, se requiere una instalación de 124 módulos fotovoltaicos de 610 W con una capacidad de generación 64 kWp para satisfacer la demanda eléctrica del proceso de electrólisis

en 7 horas de trabajo utilizando exclusivamente la energía solar. Este dimensionamiento considera tanto la producción diaria de hidrógeno como las variaciones estacionales en la radiación solar.

Por otro lado, el análisis del dimensionamiento del sistema eólico reveló que, las condiciones de viento en la región no son tan favorables, es decir la velocidad de viento no justificaría el uso de los tradicionales aerogeneradores de eje horizontal. En este sentido fueron proyectados el uso de 27 aerogeneradores de eje vertical tipo Savonius helicoidal de 600 W c/u, con mayor generación en el horario de la noche, esta energía será almacenada en un banco de baterías para que el día siguiente sea utilizado y para complementar la energía generada por el sistema fotovoltaico. El sistema combinado permitirá una producción constante de energía a lo largo del día, maximizando la generación de hidrógeno verde. Los resultados indican que esta configuración no solo es técnicamente viable, sino que también presenta una alta eficiencia en términos de costo-beneficio, lo que la convierte en una alternativa prometedora para la transición hacia energías limpias en la región.

Por lo anteriormente expuesto planteamos el siguiente problema de investigación:

1.1 Formulación del problema de investigación

Bajo el contexto expuesto se plantea las siguientes interrogantes de investigación:

1.1.1 Problema general

¿Cuál es la viabilidad técnica y económica de un sistema solar fotovoltaico, eólico en la producción de hidrógeno verde como fuente alternativa y sostenible de energía en la Universidad Nacional de Juliaca?

1.1.2 Problemas específicos

- a) ¿Cómo se evalúa la viabilidad técnica de la integración de un sistema solar fotovoltaico y un sistema eólico para la producción de hidrógeno verde de manera eficiente y sostenible?
- b) ¿Cómo será cuantificada la capacidad potencial de generación de hidrógeno verde al combinar energía solar fotovoltaica y energía eólica producido en esta integración energética?

- c) ¿Cómo se realizará un análisis económico de un sistema conjunto de energía solar fotovoltaica y eólica destinado a la producción de hidrógeno verde en la Universidad Nacional de Juliaca?

1.2 Objetivos de la investigación

1.2.1 Objetivo general

Analizar técnica y económicamente un sistema solar fotovoltaico, eólico en la producción de hidrógeno verde en la Universidad Nacional de Juliaca.

1.2.2 Objetivos específicos

- a) Determinar la viabilidad técnica de la integración de un sistema solar fotovoltaico y eólico para la producción de hidrógeno verde.
- b) Determinar la capacidad de generación de hidrógeno verde utilizando energía solar fotovoltaica y energía eólica mediante un análisis teórico.
- c) Analizar económicamente un sistema solar fotovoltaico y eólico que producirán hidrógeno verde en la Universidad Nacional de Juliaca.

1.3 Justificación de la investigación

1.3.1 Justificación técnica

La producción de hidrógeno verde mediante un sistema solar fotovoltaico y un sistema eólico será una alternativa técnica viable para la generación de energía limpia y sostenible. Los resultados obtenidos serán utilizados para proponer diseños de sistemas similares de pequeño a mediano tamaño en la región y en otras regiones del país (Avilés, 2020).

1.3.2 Justificación social

El uso de sistemas fotovoltaicos y el sistema eólico tiene un impacto positivo en el medio ambiente y en la calidad de vida de las personas. Reducir la dependencia de los combustibles fósiles y fomentar la generación de energía limpia y sostenible contribuye a la lucha contra el cambio climático y a la mejora de la calidad del aire en las ciudades. Además, la implementación de sistemas de generación de hidrógeno verde puede generar nuevas oportunidades de empleo y desarrollo económico en las comunidades locales (Avilés, 2020).

1.3.3 Justificación ambiental

Los países deben implementar estrategias medioambientales cuando inicien la producción de hidrógeno verde para evitar impactos negativos con la naturaleza. La recomendación de utilizar la electrólisis para reducir el impacto ambiental y hacer más competitivo la producción de hidrógeno verde y la transición energética de los países involucrados en este nuevo mercado (IRENA, 2022).

1.3.4 Justificación económica

La producción de hidrógeno verde mediante un sistema solar fotovoltaico y un sistema eólico tendrá un impacto positivo en la economía, al contribuir a la reducción del consumo de combustibles fósiles y fomentar el uso de fuentes de energía renovable. Además, la implementación de sistemas de generación de hidrógeno verde puede generar nuevas oportunidades de inversión y desarrollo económico en la región Puno al tener esta un gran recurso solar. Asimismo, el aumento de la demanda de tecnologías relacionadas con la producción de hidrógeno verde puede impulsar la creación de nuevos mercados y oportunidades de negocio en el sector energético (Santibáñez , 2022).

CAPITULO II

REVISION DE LA LITERATURA

2.1 Antecedentes del problema de investigación

Antecedentes internacionales

A nivel internacional se tiene que en al sur de Irán en la ciudad de Hendijan, los investigadores Alavi, Mostafaeipour, & Qolipour (2016), estudiaron la producción de hidrógeno verde con fuente de energía eólica. Evaluaron la producción de energía de cuatro aerogeneradores a través de dos factores, la potencia media real y la distribución de Weibull. Finalmente, los resultados mostraron una producción anual de 3153,762 kWh para un sistema híbrido fotovoltaico-eólico para producir 31,680 kg de hidrógeno. Además, la evaluación técnico-económica confirma la viabilidad de establecer la planta híbrida en el área estudiada.

Otro estudio realizado por Qolipour, Mostafaeipour & Mohseni (2017), quienes estudiaron la producción eléctrica a través de un sistema híbrido compuesto por sistemas fotovoltaicos y eólicos para utilizarlos en la producción de hidrógeno verde. Los resultados mostraron que existe una viabilidad técnica y económica. Por otro lado, tenemos a Al-Sharafi et al. (2017), quienes investigaron los potenciales de producción de hidrógeno mediante energía solar y energía eólica en seis ciudades del Reino de Arabia Saudí. Para su evaluación fue realizada varias simulaciones y estudiaron las configuraciones más optimizadas de esa forma determinaron que la condición más óptima es la que integra módulos fotovoltaicos de 2kW con 3 aerogeneradores y un inversor de 2kW con baterías con la combinación de electrolizadores y una célula de combustible de hidrógeno.

Trabajos de investigación a nivel de Latinoamérica, tenemos al vecino país de Chile que está publicando diversas investigaciones para promover el uso del hidrógeno así tenemos a Jimenez (2020), quien evaluó técnica y económicamente el uso del hidrógeno verde para aplicaciones industriales para lo cual analizó la demanda actual y el potencial de hidrógeno verde, realizó proyecciones económicas y realizó la evaluación técnico – económica de la producción de hidrógeno verde. Finalmente, se concluyó que existe un gran potencial mundial para utilizar el hidrogeno verde en aplicaciones industriales, con una evolución del LCOH especialmente para plantas menores de 500 MW, debido a la disminución de costos de inversión hasta alcanzar la escala de los 200 MW.

En el mismo país se tiene a Cancino (2021) quien evaluó la producción y forma de almacenar el hidrógeno verde para generar electricidad en Chile donde concluyó que la viabilidad de construir una planta de producción de hidrógeno en la región de Antofagasta que contiene una central fotovoltaica de 23MW que alimentará a un electrolizador PEM *HyLYZER* para producir 360,36 kg_{H2}/día o una potencia de 12MW de hidrógeno en condiciones normales.

En el país de Colombia se presentó el proyecto de ley N° 371 de 2020 del Senado, que busca promover y fortalecer la investigación, producción y uso del hidrógeno verde como combustible con la finalidad de diversificar la matriz energética para un desarrollo sostenible, este proyecto aún está en proceso de discusión y aprobación (Senado, 2020). En el mismo camino está el país de Argentina quienes también propusieron un proyecto de ley que busca promover el uso del hidrógeno como combustible y vector energético generado mediante energías renovables (HCDN, 2021). Además del planteamiento de una estrategia nacional de Hidrógeno 2030 (CES, 2021) y perspectivas de la producción de hidrógeno verde en Argentina propuesto por (Kazimierski, 2021), esto antecedentes muestran los avances que los países vecinos tienen respecto al Perú.

Antecedentes nacionales

Como antecedentes nacionales se puede mencionar que son pocos los trabajos encontrados y muchos de ellos investigaciones iniciales y recientes así tenemos a Acosta (2019), quien fabricó un dispositivo de generación de hidrógeno para abastecer un motor gasolinero de esa forma fueron reducidas las emisiones de gases contaminantes, se incrementó la potencia del motor y se observó mayor duración del aceite del motor.

Otro estudio similar fue desarrollado por Bances (2023) quien realizó un estudio de la utilización de hidrógeno verde en la locomoción de transporte pesado utilizando una muestra de 52 vehículos de la empresa transportes Pakatnamu SAC, determinaron el enorme potencial para aprovechar la energía del hidrógeno aplicado al transporte pesado, finalmente se demostró la viabilidad económica.

Otra investigación realizada por Caravantes y Carbajal (2022), mostro que en Piura si puede generar hidrógeno verde con un mayor porcentaje de energía solar (94.8%) respecto a la energía eólica y energía de biomasa. Para este estudio se utilizaron datos de la velocidad del viento de la NASA y para la energía solar se usaron datos de irradiancia del PVGIS y para el

procesamiento el software Matlab. Para la energía de biomasa se usaron datos del anuario agrícola. En otro estudio se tiene la producción de hidrógeno mediante energía eólica en Lima, así los autores Nahui-Ortiz, Mendoza y Camarena-Gamarra (2021), mostraron que en este estudio consiguieron generar un promedio de 56.1 kWh/kg a partir de la energía eólica bajo características de la ciudad de Lima.

Como antecedente nacional reciente, se destaca al megaproyecto de hidrógeno verde que se construirá en la ciudad de Arequipa. Un hito trascendental para la industria peruana fue la aprobación, por parte del Ministerio de la Producción (Produce), del Estudio de Impacto Ambiental Detallado (EIA-d) del megaproyecto Planta de Producción de Hidrógeno Verde – Horizonte de Verano, con una inversión superior a los \$ 11,200 millones de dólares. Este proyecto, el más grande de su tipo en Latinoamérica, se desarrollará en los distritos de Majes y Quilca, en la región de Arequipa, y posicionará a Perú como un referente regional en la producción de hidrógeno verde. El proyecto construirá una planta solar fotovoltaica con una capacidad de generación de hasta 5.85 GWp, una planta desalinizadora de agua de mar y una planta de electrólisis para la producción de hidrógeno verde, que será convertido en amoníaco, un insumo clave para la industria química y energética (AmericaEconomía, 2025).

Adicionalmente, se construirá la instalación de una subestación eléctrica de 500 kV y un terminal marítimo para la exportación del amoníaco verde. El proyecto se desarrollará en cinco fases hasta alcanzar su plena capacidad operativa en 2030, con una vida útil proyectada de 30 años. Se estima que evitará la emisión de aproximadamente 4.96 millones de toneladas de CO₂ anuales, contribuyendo significativamente a la reducción de gases de efecto invernadero y al avance hacia una economía más limpia y sostenible (AmericaEconomía, 2025).

La plataforma del estado GOB.PE (2025), señala también que Arequipa se perfila como una de las regiones líderes en energías limpias en Latinoamérica, impulsada por el apoyo del gobierno regional de Arequipa. Destaca la aprobación del Estudio de Impacto Ambiental Detallado (EIA-d) para el megaproyecto Planta de Producción de Hidrógeno Verde – Horizonte de Verano, con una inversión superior a 11,200 millones de dólares, que posiciona a Perú como referente regional en hidrógeno verde. El proyecto se enfocará en la producción de hidrógeno verde para la obtención de amoníaco, e incluirá una planta desalinizadora y una planta solar fotovoltaica, marcando un avance significativo en sostenibilidad e innovación

Antecedentes regionales

En el ámbito regional es reducido el número de investigación en esta área, así se tiene el estudio teórico de Montagne (2016) quien realizó un diseño de un generador de hidrógeno aplicado a motores de combustión de ciclo Otto.

2.2 Bases teóricas

2.2.1 Producción de hidrógeno verde

El hidrógeno en estado puro, es casi inexistente en el planeta, lo que significa que debe producirse a partir de compuestos en los que está presente. El agua es uno de ellos y otros son los hidrocarburos. Estos dos compuestos no son los únicos de los que se puede extraer hidrógeno, pero son los más importantes. Los principales métodos para obtener el hidrógeno son: electrólisis del agua y el reformado del metano SMR (*Steam methane reforming* - SMR).

Existen muchos métodos distintos para producir hidrógeno, que se describen en la Figura 2, donde se muestra los dos tipos de producción de hidrógeno. Así tenemos a la electrólisis, pirólisis y el reformado con vapor, que se utilizan para producir hidrógeno. La electrólisis de agua utiliza energía generada por fuentes renovables. Este método de electrólisis será utilizado en la investigación.

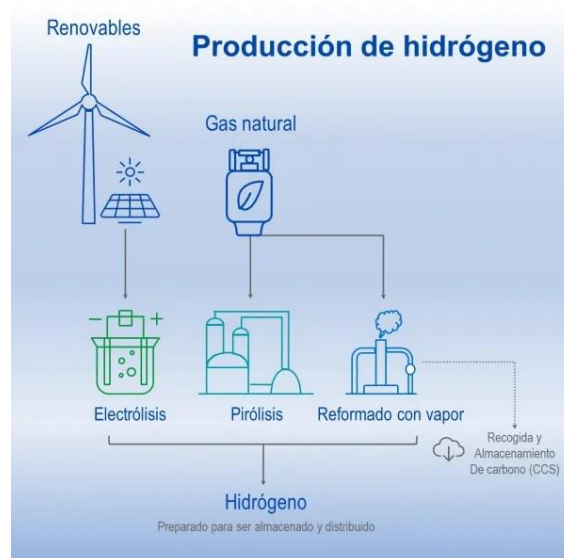


Figura 2. Producción de hidrógeno mediante el reformado del gas natural y mediante la electrólisis de agua (TUVSUD, 2022).

2.2.2 Tipos de electrolizadores

La obtención del hidrógeno por electrólisis del agua, es un proceso electroquímico que divide el agua en oxígeno e hidrógeno y requiere de electricidad en corriente continua CC. Estos procesos son realizados en equipos denominados electrolizadores y en la actualidad existen tres tecnologías principales de electrolizadores:

- Electrolizador de membrana electrolítica alcalina (ALK)
- Electrolizadores de membrana de intercambio de protones (PEM)
- Electrolizador de óxido sólido (SOEC)

Los electrolizadores ALK y PEM son ahora comerciales y tienen su temperatura de trabajo inferior a 100°C. Mientras que los electrolizadores SOEC, están en fase de desarrollo y tienen su funcionamiento en condiciones de fase gaseosa del agua a temperaturas entre 800 a 1000°C. Esta alta temperatura reduce la demanda de energía eléctrica en la producción de hidrógeno por eso las industrias están orientadas en ese sentido (Guo, Zhu, & Zhang, 2023).

De los electrolizadores disponibles en el mercado el tipo PEM presenta las mejores eficiencias para densidades de corriente más altas sin embargo el costo de inversión es mayor que los otros electrolizadores. La durabilidad de los materiales del PEM es mucho menor que los electrolizadores alcalinos (Jiang, 2021).

a) **Electrolizador de membrana electrolítica alcalina (ALK)**

Según muestra Guo, Zhu, & Zhang, (2023), el electrolizador de membrana electrolítica alcalina (ALK - *Alkaline water electrolysis*). El electrolizador alcalino es actualmente el más empleado, comúnmente utiliza hidróxido de potasio (KOH) o hidróxido de sodio (NaOH), lo que incrementa la conductividad eléctrica del agua. Estos equipos pueden alcanzar tamaños de entre 2 y 3 MW, con una producción de 40 a 70 kg de hidrógeno por hora. Su funcionamiento se da entre 60 y 80 °C, a presión atmosférica. Es la tecnología más madura en la generación de hidrógeno por electrólisis, con equipos en funcionamiento desde principios del siglo XX. Su vida útil es de aproximadamente 15 años, estimándose entre 60,000 y 90,000 horas de operación, con eficiencias que oscilan entre el 47% y el 82%, y el hidrógeno obtenido tiene una pureza superior al 99.5%. Las celdas tradicionales trabajan con voltajes entre 1.8 y 2.2 V, y densidades de corriente menores a 0.4 A/cm². Los electrolizadores avanzados, en cambio, operan a voltajes

más bajos, en torno a 1.6 V, y alcanzan densidades de corriente más elevadas, de hasta 2 A/cm². En la Figura 3, se muestra este tipo de electrolizador ALK.

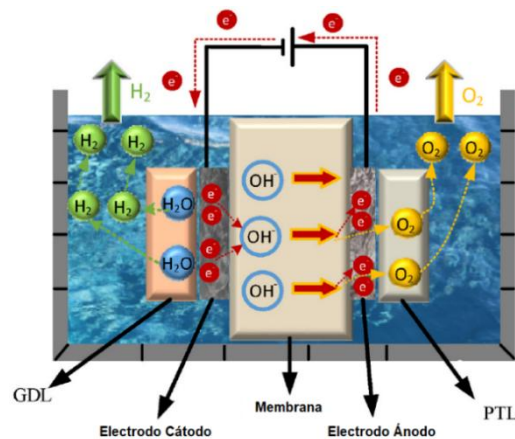


Figura 3. Principio de trabajo del electrolizador alcalino ALK adaptado de Guo, Zhu, & Zhang, (2023)

b) Electrolizador de membrana de intercambio de protones (PEM)

El electrolizador de membrana de intercambio de protones (*PEM - proton exchange membrane*), no sólo conduce protones, sino que también aísla los gases del cátodo y el ánodo. En comparación con el AEM, la ventaja clave de la PEM es la alta densidad de corriente y eficiencia, debido a eso aumenta la tasa de producción de hidrógeno, sino también la pureza del hidrógeno. La temperatura de funcionamiento del electrolizador PEM va entre 50-80 °C, y la densidad de corriente alcanza 1 A/cm². La Figura 4, muestra el principio de funcionamiento del electrolizador PEM (Guo, Zhu, & Zhang, 2023).

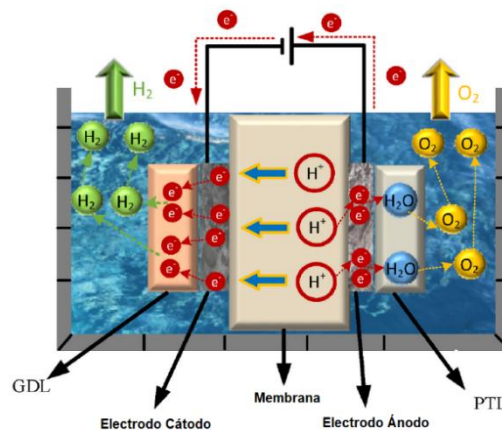


Figura 4. Principio de trabajo del electrolizador tipo PEM adaptado de Guo, Zhu, & Zhang, (2023)

c) Electrolizador de membrana de estado sólido (SOEC)

El electrolizador de membrana de estado sólido (*SOEC - solid oxide electrolyzer cell*) es una tecnología para producir hidrógeno a altas temperaturas. En comparación con la tecnología de electrólisis existente, la alta temperatura del entorno SOEC conduce a una buena termodinámica y cinética de reacción. El entorno de alta temperatura reduce el voltaje de equilibrio de la pila, reduciendo así la demanda de energía, esto mejora la eficiencia de la conversión de energía (Guo, Zhu, & Zhang, 2023). La Figura 5, muestra el principio de trabajo del electrolizador SOEC, que reduce el costo en la producción de hidrógeno.

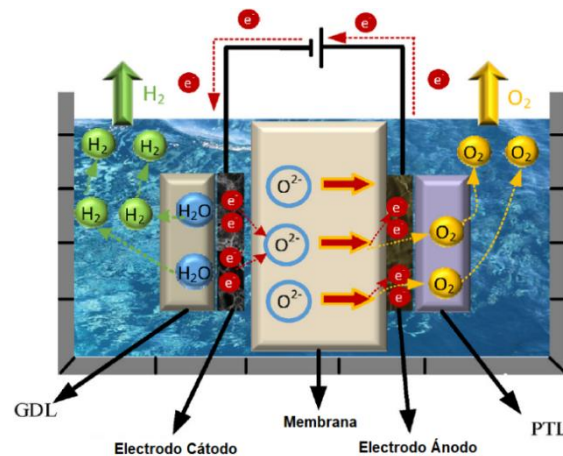


Figura 5. Principio de trabajo del electrolizador SOEC adaptado de Guo, Zhu, & Zhang, (2023)

2.2.3 Alternativas de almacenamiento de hidrógeno

El hidrógeno se ha posicionado como un vector energético prometedor y sostenible, ofreciendo una alternativa limpia y eficiente a los combustibles fósiles tradicionales y tornándose fundamental en la transición energética. Sin embargo, uno de los principales desafíos es su almacenamiento. A continuación, mostramos los tipos de almacenamiento de hidrógeno que existen:

a) Almacenamiento de Hidrogeno gaseoso comprimido

El almacenamiento tradicional de hidrógeno gaseoso comprimido es tecnológicamente muy utilizado. En este método, el hidrógeno se comprime a altas presiones, generalmente entre 350 y 700 bar, y se almacena en tanques especiales de alta resistencia, fabricados con materiales como acero, aluminio o compuestos avanzados de fibra de carbono. Este tipo de

almacenamiento es adecuado para aplicaciones móviles, como vehículos de celdas de combustible, y también para sistemas estacionarios. Aunque es una solución eficiente para almacenar hidrógeno en su forma gaseosa, uno de los principales desafíos es el requerimiento de tanques robustos y de alta seguridad para contener el gas a estas presiones. Además, la densidad energética del hidrógeno comprimido es menor que la del hidrógeno líquido, lo que implica un mayor volumen de almacenamiento para la misma cantidad de energía. A pesar de estos retos, sigue siendo una opción viable por su simplicidad y disponibilidad de tecnologías para su implementación (Stargate, 2023). La Figura 6, muestra un tanque de almacenamiento de hidrógeno, con los elementos básico que los componen.

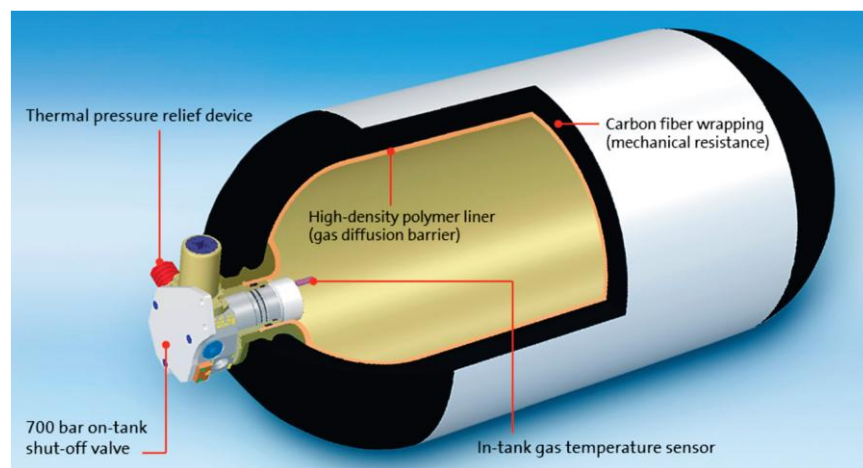


Figura 6. Tanque de almacenamiento de hidrógeno a presión (Eberle & Helmolt, 2016)

b) Almacenamiento por hidruro metálico

Los hidruros metálicos representan una vía prometedora para el almacenamiento de hidrógeno gaseoso, utilizando compuestos de metales como magnesio o titanio que almacenan hidrógeno al formar hidruros. Esta tecnología permite una liberación controlada del hidrógeno gracias a la reversibilidad de la reacción. Las innovaciones recientes se han enfocado en mejorar la termodinámica del proceso, aumentar la capacidad de almacenamiento y optimizar la cinética de absorción y liberación. Los avances en composiciones de hidruros metálicos y técnicas de nanoestructuración han destacado el potencial de esta tecnología para aplicaciones de energía portátil y de respaldo (Stargate, 2023).

c) Almacenamiento como hidrógeno criogénico LH2

El almacenamiento de hidrógeno criogénico implica enfriar el gas a temperaturas extremadamente bajas, por debajo de $-253\text{ }^{\circ}\text{C}$, para convertirlo en líquido y almacenarlo en tanques especiales aislados térmicamente. Este método almacena grandes cantidades de hidrógeno en un volumen reducido, siendo una opción eficiente para aplicaciones donde el espacio es limitado, como en transporte o almacenamiento a gran escala. Sin embargo, el proceso de licuefacción es energéticamente costoso, ya que requiere un enfriamiento intenso, y se deben minimizar las pérdidas por evaporación debido al fenómeno de “boil-off”. La Figura 7, muestra un tanque de almacenamiento criogénico de hidrógeno para almacenamiento líquido con ventaja de densidad energética y viabilidad en sistemas de almacenamiento a largo plazo (Stargate, 2023).

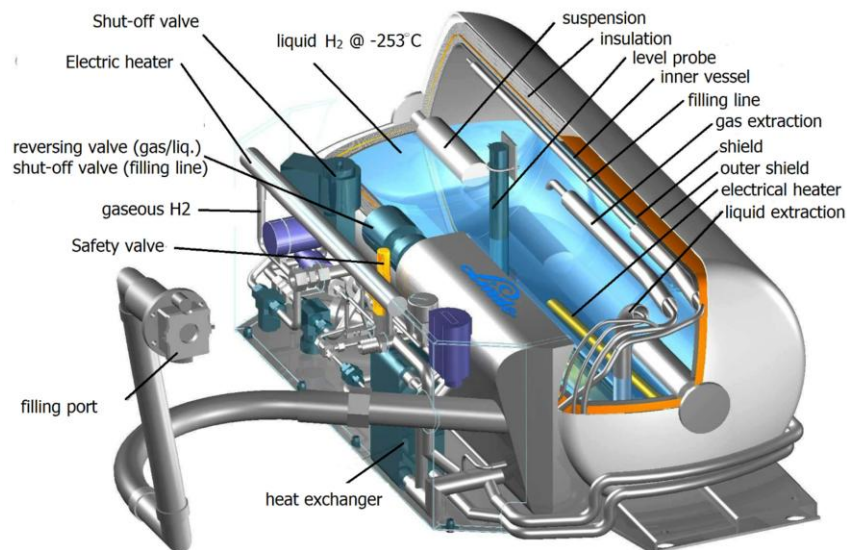


Figura 7. Tanque de almacenamiento de hidrógeno criogénico (Rao, Yin, & Werij, 2020)

Son diversos los trabajos que estudian la producción de hidrógeno verde eso muestra su interés y creciente desarrollo en diversos países del mundo. Uno de los países de la región que tiene mayor desarrollo es Chile, así tenemos a Avilés (2020), quien definió un plan de acción para cubrir 8 frentes clave y que al término de 12 meses alcanzó 6 hitos importantes para la producción de hidrógeno verde, que se resumen a continuación:

- a) Obtención de financiamiento para el H2V (50 millones de USD), se realizó una convocatoria para adquirir electrolizadores de 10 MW de potencia (estos equipos obtienen hidrógeno a través de la electrólisis del agua)
- b) Creación del Instituto de Tecnologías Limpias por un valor de 265 millones de USD, encargado de Innovación abierta para tecnologías de minería y energías limpias cuya dirección será por 11 universidades una de las cuales la Universidad de Chile.
- c) Soporte normativo a través de la Ley de Eficiencia Energética que considera estándares de eficiencia energética para promover el uso de los vehículos eléctricos y de hidrógeno cuentan.
- d) Alcance internacional para la búsqueda de colaboración y co-liderazgo de entidades de países con mayor experiencia y liderazgo en producción de H2V (Singapur, Rotterdam, Alemania, Francia, Holanda).
- e) Guías de pilotaje o dirección para: producción de H2, minería y transporte.
- f) Obtención de financiamiento de 1 millón de USD de la cooperación técnica internacional dedicada a H2V, fondos provenientes de concursos con el BID, BM, AGCID, GIZ.

Existe reglamentación del gobierno de Chile que contribuye a promover el desarrollo del mercado hidrógeno verde como por ejemplo tenemos a (García, Torres, & Vivanco, 2020), quien realizó una revisión completa de la generación de hidrógeno verde y su futuro prometedor en ese país. Otra compañía del rubro de hidrógeno (McKinsey & Company, 2021), presento una evaluación completa de la producción de hidrógeno verde mostrando la inversión, producción de H2V, cadena de distribución y aplicaciones actuales, resaltando esta importante alternativa de energía renovable.

2.2.4 Marco legal del hidrógeno en el Perú

Durante la segunda quincena de marzo, Perú dio un paso importante hacia una transición energética sostenible con la promulgación de la Ley N° 31992 (Anexo 1). Esta ley establece un marco normativo integral para promover la investigación, desarrollo, producción, almacenamiento, transformación, transporte, distribución, comercialización y uso del hidrógeno verde en el Perú. La ley busca posicionar a Perú como un líder en la adopción del hidrógeno verde, contribuyendo a la reducción de gases de efecto invernadero y mejorando la calidad de vida de la sociedad.

El artículo 2° de la Ley define al hidrógeno verde como vector energético generado mediante tecnologías de bajas emisiones de gases de efecto invernadero. Además, la Ley

establece que el Ministerio de Energía y Minas será el encargado de promover la generación, producción y uso del hidrógeno verde en diversos sectores industriales, priorizando el aprovechamiento de energías renovables. Este hidrógeno podrá emplearse principalmente como vector energético, combustible y como insumo clave en procesos industriales, impulsando una transición hacia una economía sostenible que reduzca la dependencia de combustibles fósiles.

No obstante, existen opiniones divergentes como el de la Universidad Nacional de Ingeniería (UNI), quienes han expresado su respaldo parcial a la Ley de Fomento del Hidrógeno Verde, publicada el 23 de marzo de 2024 en el diario El Peruano. La institución señala que, a nivel mundial, el hidrógeno verde se refiere específicamente al hidrógeno producido con cero emisiones de carbono. Sin embargo, la ley lo define como un “vector energético producido con tecnologías de baja emisión de gases de efecto invernadero”, lo cual es inconsistente con la definición internacionalmente aceptada. La UNI advierte que esta confusión podría abrir la puerta a que empresas que ya producen hidrógeno gris o azul, que emiten o capturan CO₂ en sus procesos, puedan beneficiarse de incentivos destinados exclusivamente al hidrógeno verde.

El rector de la UNI, Dr. Alfonso López Chau, reafirma la importancia de diferenciar claramente el hidrógeno verde del gris y azul, subrayando que el hidrógeno verde aún necesita incentivos para su desarrollo a nivel global, ya que no es comercialmente rentable en la actualidad. En cambio, el hidrógeno de bajas emisiones, como el gris y azul, es un producto industrial consolidado y no requiere subsidios. Finalmente, la UNI advierte que la definición incorrecta del hidrógeno verde en la ley podría beneficiar indebidamente a empresas que ya utilizan hidrógeno gris o azul, comprometiendo los verdaderos objetivos de sostenibilidad que persigue el hidrógeno verde en la transición energética del país. La universidad insta a corregir esta discrepancia para asegurar que los incentivos apoyen exclusivamente al desarrollo del hidrógeno verde en su sentido más estricto.

Como se observa, la normativa peruana relacionada a la producción de hidrógeno verde está todavía en desarrollo y perfeccionamiento, lo que refleja el creciente interés del país en integrar tecnologías limpias en su matriz energética. Aunque se han dado pasos importantes, como la Ley de Fomento del Hidrógeno Verde, aún existen desafíos relacionados con la definición precisa del hidrógeno verde y la creación de incentivos claros para su producción y uso. Es decisivo que la normativa continúe evolucionando para garantizar que los beneficios se

dirijan exclusivamente a tecnologías verdaderamente sostenibles y se fomente la inversión en energías renovables.

2.2.5 Sistema solar fotovoltaico y sistema eólico en la producción de hidrógeno verde

La utilización de las fuentes renovables principalmente fotovoltaica y eólica son fundamentales en la producción del hidrógeno verde (H2V). Existe información en revistas y artículos que muestran ese avance, así tenemos a Al-Sharafi, et al. (2017), quienes investigaron la producción del H2V a través del uso de la energía solar y eólica en diversas ciudades de Arabia Saudita. Se estudio el uso particular de esas energías que se adaptaban al clima de cada ciudad. Finalmente, los investigadores concluyeron que es posible la integración de estas energías renovables que tienen un costo inicial elevado que se nivela posteriormente.

Otro estudio muestra la utilización de la energía solar fotovoltaica aplicado a la minería chilena, es el caso de Santibáñez (2022), quien estudio el uso del hidrógeno verde en el transporte ferroviario de la minería en Antofagasta, donde circulará el primer tren a hidrógeno verde de la región en el 2024 con lo que será reemplazado los combustibles tradicionales y reducirán 30% las emisiones contaminantes.

Estas experiencias internacionales y muchas otras subrayan la necesidad de que más países, incluido el Perú, apuesten por políticas sólidas y un marco normativo adecuado para iniciar la producción del hidrógeno verde como parte de una transición energética consistente con las tendencias de países vecinos.

2.3 Marco conceptual

2.3.1 Hidrógeno verde

La generación de electricidad mediante energía solar presenta la limitación de estar disponible únicamente durante el día. Para mitigar esta intermitencia, se emplea hidrógeno almacenado que puede ser utilizado durante la noche. Sin embargo, los métodos convencionales de producción de hidrógeno a partir de gas natural, carbón o petróleo generan una significativa contaminación ambiental. En contraste, el hidrógeno verde surge como alternativa sostenible ya que se obtiene mediante electrolisis del agua. Este proceso permite obtener hidrógeno sin emisiones contaminantes, ya que se emplean energías limpias como la solar, eólica, biomasa, entre otras (IRENA, 2022).

2.3.2 Propiedades del hidrógeno

El hidrógeno es el elemento más abundante en el universo y posee propiedades únicas que lo hacen altamente versátil. Es un gas incoloro, inodoro e insípido en condiciones normales, y es extremadamente ligero, con una densidad mucho menor que la del aire. Tiene un punto de ebullición muy bajo ($-252,87\text{ }^{\circ}\text{C}$) y es altamente inflamable, lo que le permite liberar una gran cantidad de energía cuando se quema o reacciona con oxígeno, produciendo únicamente agua como subproducto. Además, es un excelente portador de energía, que lo torna en una alternativa prometedora para aplicaciones energéticas limpias, como en celdas de combustible o almacenamiento de energía.

El hidrógeno tiene una clasificación por colores, según el método de producción, lo que refleja su impacto ambiental. El hidrógeno gris se obtiene a partir de combustibles fósiles, como el gas natural, y es el más utilizado, aunque genera grandes cantidades de CO_2 . El azul también proviene de fuentes fósiles, pero incorpora alternativas de captura y almacenamiento de carbono (CCS), lo que reduce las emisiones. El hidrógeno verde es el más limpio, producido mediante electrólisis del agua aplicando energía renovable, sin generar emisiones de carbono. Otros colores incluyen el turquesa, obtenido a partir de pirólisis del metano, y el rosa, producido con energía nuclear. Estos colores reflejan la diversidad de opciones para generar hidrógeno, cada una con diferentes implicaciones ambientales.

2.3.3 Producción de hidrógeno mediante electrólisis de agua

La producción de hidrógeno por electrólisis de agua es el proceso de descomponer el agua (H_2O) en sus componentes básicos, hidrógeno (H_2) y oxígeno (O_2), mediante la aplicación de corriente eléctrica. Este proceso ocurre en un dispositivo llamado electrolizador, que consta de electrodos ánodo y cátodo sumergidos en una solución electrolítica. Cuando la corriente pasa a través del agua, el oxígeno se libera en el ánodo y el hidrógeno en el cátodo. Si la energía utilizada proviene de fuentes renovables (solar o eólica), el hidrógeno generado es considerado “verde”, ya que su producción no implica emisiones de gases contaminantes. La Figura 8, muestra un esquema de electrólisis de agua donde se observa que el cátodo es quien produce el hidrógeno y el ánodo produce el oxígeno.

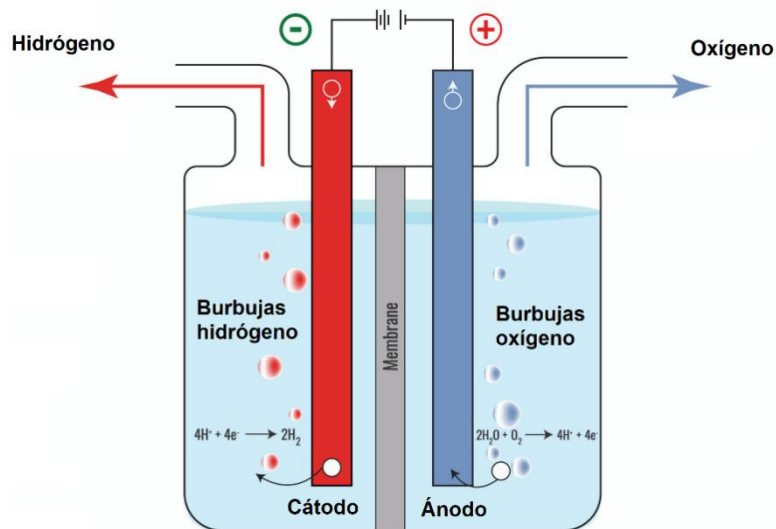


Figura 8. Electrólisis de agua para producción de hidrógeno

2.3.4 Capacidad de generación de hidrógeno verde

La capacidad de generación de hidrógeno se mide en varias unidades, algunas de las cuales se enumeran a continuación (McKinsey & Company, 2021):

- a. Kilogramos por hora (kg/h):** Esta es una medida común para la producción de hidrógeno a pequeña escala, como en sistemas de generación de hidrógeno para vehículos.
- b. Toneladas por día (t/d):** Esta es una medida común para la producción de hidrógeno a gran escala, como en plantas de generación de hidrógeno para uso industrial.
- c. Metros cúbicos por hora (m³/h):** Esta es una medida común para la producción de hidrógeno a través de la electrólisis del agua.
- d. Litros por minuto (l/min):** Esta es una medida común para la producción de hidrógeno a pequeña escala, como en sistemas de generación de hidrógeno para laboratorios o aplicaciones de soldadura.

La capacidad de generación de hidrógeno puede variar dependiendo del tipo de proceso de generación de hidrógeno utilizado y del tamaño de la instalación de producción.

La capacidad de generación se puede expresar en: **Nm³/h**, donde **Nm³** es conocido como “**normo metro cúbico**” o “**metro cúbico normal**”. Es una unidad comúnmente utilizada para medir el volumen de gases en condiciones estándar del gas, estas condiciones corresponden a 0 grados Celsius (273.15 Kelvin) y una presión absoluta de 1 atmósfera (101.325 kPa). Por lo tanto, Nm³ denota el volumen que un mol de gas ocuparía bajo estas condiciones estándares,

independiente de las condiciones variables en las que se encuentre el gas. Es una unidad comúnmente utilizada en la industria del hidrógeno.

2.3.5 Cantidad de energía generada por el hidrógeno

La energía liberada cuando se quema hidrógeno es de aproximadamente 141.8 megajoules (MJ) por kilogramo (kg) de hidrógeno. Sin embargo, la cantidad de energía para producir hidrógeno de diferentes fuentes puede variar significativamente. Por ejemplo, la electrólisis del agua para producir hidrógeno utilizando energía renovable (solar o eólica) puede ser muy eficiente y sostenible. En este caso, la energía generada por el hidrógeno podría ser mucho mayor que la energía necesaria para producirlo (IRENA, 2022).

2.3.6 Cantidad de energía generada por el módulo fotovoltaico

La energía generada por un módulo fotovoltaico se da W/m^2 y depende de varios factores, como la eficiencia del módulo, la intensidad de la radiación solar, la temperatura ambiente y las condiciones de sombreado.

En términos generales, un módulo fotovoltaico típico por ejemplo de silicio cristalino tiene una eficiencia del 15-20%, lo que significa al 15% y el 20% de la energía de la radiación solar que recibe en electricidad utilizable. Por lo tanto, si la radiación solar incidente tiene una intensidad de $1000 W/m^2$ (la cantidad de radiación que llega a la superficie terrestre en un día soleado), un módulo de $1 m^2$ produciría entre 150 W y 200 W de electricidad (Perpiñan, 2023).

2.3.7 Cantidad de energía por unidad de superficie en viento

La cantidad de energía por unidad de superficie en el viento se puede calcular a través de la ecuación 1:

$$E = \frac{1}{2} \rho v^3 \quad (1)$$

Donde, E representa la energía cinética del viento por unidad de superficie (en julios por metro cuadrado), ρ es la densidad del aire (en kilogramos por metro cúbico), y v es la velocidad del viento (en metros por segundo). Esta fórmula muestra que la cantidad de energía cinética del viento por unidad de superficie aumenta con la velocidad del viento al cubo, lo que significa

que un aumento en la velocidad del viento resulta en una gran cantidad de energía adicional (Pinto, 2014).

2.3.8 Almacenamiento del hidrógeno

El almacenamiento de hidrógeno puede realizarse mediante diversos métodos, como hidruros metálicos, almacenamiento en estado líquido o almacenamiento a presión. En este caso, se optará por el almacenamiento a presión, tomando en cuenta la cantidad de hidrógeno generada y evaluando la viabilidad económica del sistema. Tras analizar el mercado y la disponibilidad de proveedores, se observó que los tanques ofrecen almacenamiento a presiones muy elevadas. La Figura 9, muestra un tanque de almacenamiento de hidrógeno, este tanque es producido por la empresa MAHYTEC, que proporciona un sistema de almacenamiento con una presión de máxima de 60 bar, lo que resulta adecuado para las necesidades planteadas.



Figura 9. Tanque de almacenamiento de hidrógeno para presión máxima 60 bar (H2B2, 2019)

2.3.9 Eficiencia del electrolizador en la producción de hidrógeno verde

El electrolizador es un dispositivo que utiliza energía eléctrica para descomponer agua en sus componentes, hidrógeno y oxígeno, a través de un proceso llamado electrólisis. El hidrógeno producido de esta manera se conoce como hidrógeno verde, ya que se produce utilizando energía renovable en lugar de combustibles tradicionales. La eficiencia del electrolizador en la producción de hidrógeno verde depende de varios factores, incluyendo la eficiencia energética del propio electrolizador, la calidad y la estabilidad de la fuente de energía renovable utilizada para alimentar el electrolizador, y la eficiencia del proceso de conversión de energía renovable en electricidad (Silveira, 2016).

2.3.10 Radiación solar

La literatura referida al tema muestra que la radiación solar sobre la superficie se clasifica en tres tipos de radiaciones solares sobre una superficie horizontal. La Figura 10, muestra los tres tipos de radiación: radiación directa, radiación difusa y radiación reflejada o albedo.

- **Radiación directa:** corresponde a la energía solar que llega al receptor de forma directa desde el sol.
- **Radiación difusa:** proviene de los rayos solares que han sido dispersados por la atmósfera antes de alcanzar al receptor.
- **Radiación reflejada o albedo:** es aquella que ha sido reflejada por el entorno o la superficie circundante hacia el receptor, y está influenciada por las características del terreno y los objetos presentes en el área.

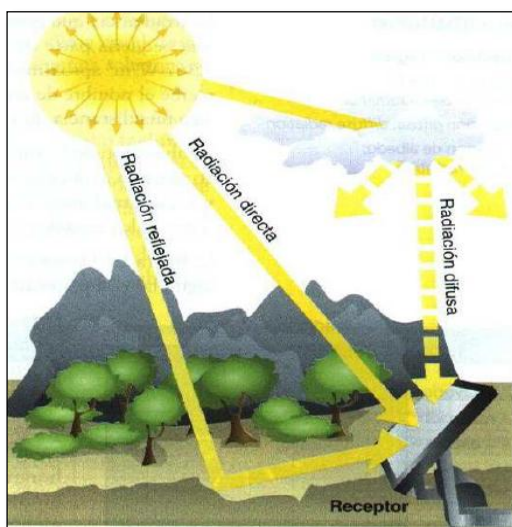


Figura 10. Tipos de radiación sobre una superficie (Castejon & Santamaria, 2010)

2.3.11 Unidades de radiación solar

Las unidades de medida utilizadas para cuantificar la radiación solar es en W/m^2 aunque también se pueden expresar en otras unidades, según Pareja-Aparicio (2020), para poder determinar la radiación solar en una determinada zona se deben tener en cuenta los siguientes conceptos mostrados en la Figura 11, de irradiancia e irradiación en la generación fotovoltaica.

- **Irradiancia:** se refiere a la potencia de la radiación solar que llega, en un momento dado, a una superficie concreta; expresa la intensidad de esa radiación y se mide en W/m^2 .

- **Irradiación:** describe la energía solar acumulada por unidad de superficie durante un intervalo de tiempo determinado; puede expresarse como J/m^2 o Wh/m^2 .

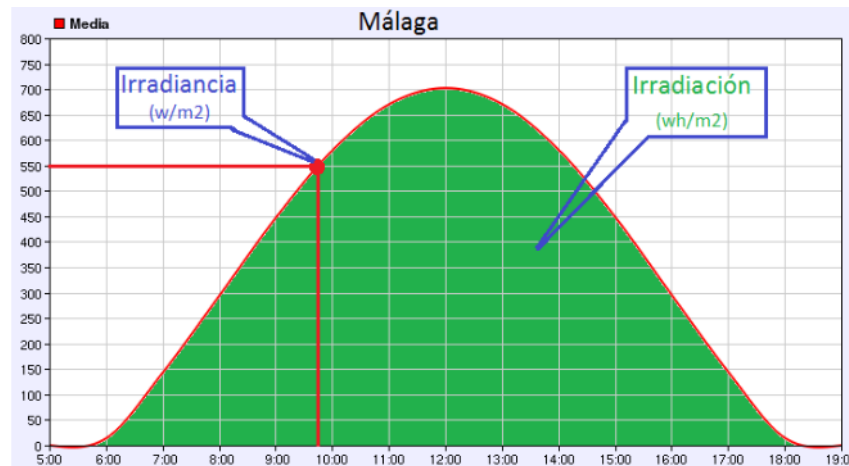


Figura 11. Concepto de irradiancia (W/m^2) e irradiación (Wh/m^2) de un día de medición de la ciudad de Málaga - España, adaptado de HelioEsfera (2020)

2.3.12 Módulos fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos constan de un conjunto de celdas fotovoltaicas hechas de materiales semiconductores como el silicio y están interconectados eléctricamente y protegidos contra la intemperie que son los encargados de convertir la radiación solar en electricidad de corriente continua, por lo general están cubiertas por un vidrio templado y un marco de aluminio templado para facilitar su transporte e instalación.

a) Módulo fotovoltaico monocristalino

Los módulos fotovoltaicos monocristalinos son fabricados con silicio y son celdas de un solo cristal ya que en este tipo de tecnología el silicio no está fundido, sino que está cortado en láminas, lo que lo hace de una pureza más alta y mayor eficiencia, para reconocer este tipo de celdas son de un aspecto oscuro, uniforme de color en toda la superficie y bordes de forma redondeada (Otovo, 2022). Las características de un módulo fotovoltaico monocristalino son los siguientes:

- Resultan especialmente útiles en zonas con baja radiación solar durante el día, ya que mantienen un buen desempeño incluso con niveles reducidos de luz.
- Su eficiencia es superior a la de los paneles policristalinos debido a que están fabricados con silicio monocristalino, aunque su costo también es más elevado en comparación.

En la Figura 12, se puede observar un módulo fotovoltaico policristalino con su característico aspecto de color oscuro y celdas con los bordes cilíndricos.

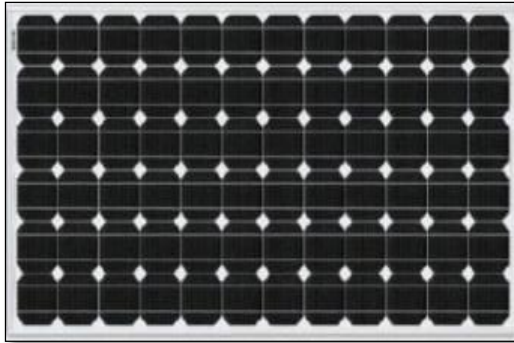


Figura 12. Módulo fotovoltaico monocristalino adaptado de (Celdares, 2019)

b) Módulo fotovoltaico policristalino

Los módulos fotovoltaicos policristalinos son fabricados con silicio fundido que luego se colocan moldes para obtener las células fotovoltaicas policristalinas, este proceso conlleva a obtener eficiencias menores al de los monocristalinos, para reconocer este tipo de celdas tienen un aspecto azulino siendo los varios cristales de silicio visibles y tienen los bordes de las celdas en forma cuadrada (Otovo, 2022). Las características de un módulo fotovoltaico policristalino son las siguientes:

- La producción de módulos policristalinos es más rápida que la de los monocristalinos, lo que reduce sus costos de fabricación.
- Presentan una eficiencia menor en comparación con los monocristalinos, ya que están compuestos por silicio con múltiples cristales, lo que introduce impurezas en el material.

En la Figura 13, se puede observar un módulo fotovoltaico policristalino con su característico color azulino y celdas con los bordes cuadrados.

Los conceptos sobre módulos fotovoltaicos aquí mencionados fueron importantes para la correcta y adecuada selección de la etapa del dimensionamiento del sistema fotovoltaico.

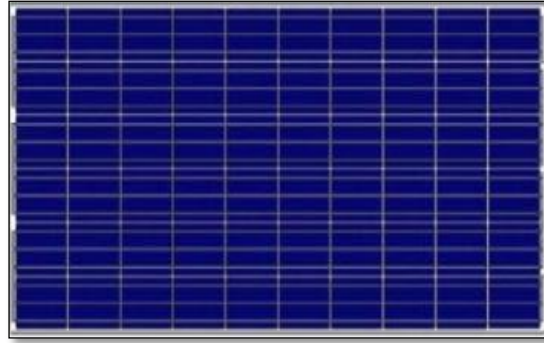


Figura 13. Módulo fotovoltaico policristalino adaptado de (Celdares, 2019).

c) Tecnología fotovoltaica PERC

La tecnología PERC (*Passivated Emitter Rear Cell*) son módulos de última generación del sector fotovoltaico debido al incremento de rendimiento respecto a otros tipos de módulos fotovoltaicos como los monocristalino y policristalinos. Esta tecnología consiste en que una placa reflectante (dielectric layer) que tiene la función de aprovechar al máximo la radiación solar. La Figura 14, muestra la capa refleja del haz de luz a la célula fotovoltaica con lo que se aprovecha e incrementa la eficiencia total del módulo fotovoltaico (Tecnosolab, 2020).

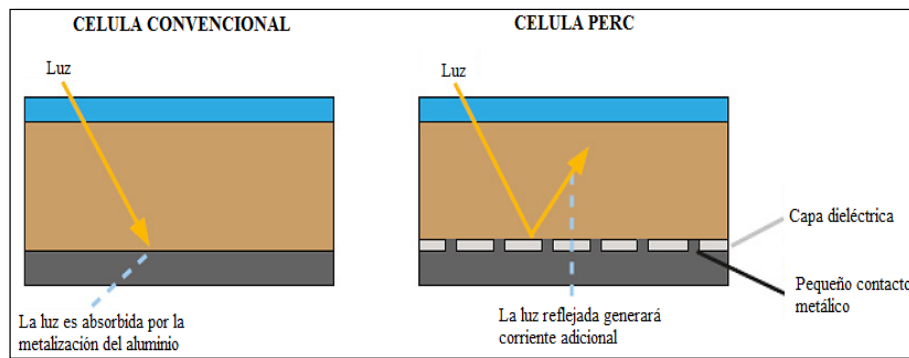


Figura 14. Funcionamiento de una célula tradicional y PERC adaptado de (Tecnosolab, 2020).

Según se indica en (SOLTEC, 2020), las ventajas que las células PERC nos pueden proporcionar frente a las células convencionales son los siguientes:

- Mayor rendimiento frente a las células convencionales en horas de la mañana, tarde y días nublados ya que tiene mayor sensibilidad a las longitudes de onda larga.
- Las celdas PERC producen menos calor que las tradicionales, lo que reduce las pérdidas energéticas asociadas al calentamiento de los módulos fotovoltaicos.

- Ofrecen un mejor rendimiento energético en condiciones de baja irradiancia en comparación con las celdas convencionales.

2.3.13 Angulo de inclinación y orientación de un módulo fotovoltaico

Para tener un máximo aprovechamiento de la radiación solar los módulos deberán estar orientados al norte (diversos libros mencionan la inclinación al sur debido a su ubicación geográfica) porque nos ubicamos en el hemisferio sur. En la Figura 15, se puede observar la inclinación y orientación de módulos fotovoltaicos.

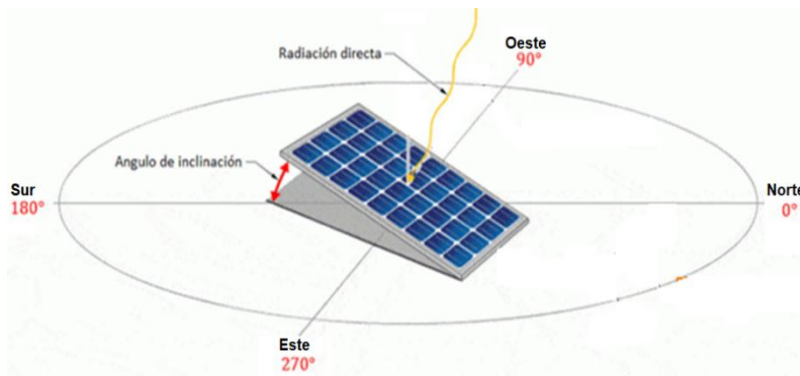


Figura 15. Ángulo de inclinación y orientación de módulos fotovoltaicos ubicado adaptado de (SFE-Solar, 2024)

2.3.14 Parques eólicos

Se denomina parque eólico a un conjunto de múltiples turbinas eólicas de eje horizontal o vertical estratégicamente ubicadas en áreas con vientos constantes y fuertes. Cada turbina está compuesta por una torre que sostiene un rotor con palas aerodinámicas (Pinto, 2013). El viento produce el giro de las palas, activando un generador que aprovecha la energía cinética del viento en electricidad. Actualmente la energía eléctrica generada en los parques eólicos supera fácilmente los cientos de megawatts (MW). Los parques eólicos pueden variar en tamaño, desde pequeñas instalaciones locales hasta complejos industriales a gran escala, y desempeñan una producción de energía renovable y la reducción de las emisiones de carbono.

En el Perú tenemos un creciente número de parque eólicos, así podemos mencionar al hasta ahora el mayor parque eólico denominado de Punta Lomitas ubicado en la región Ica con una capacidad nominal de 260 MW (ENGIE, 2022). La Figura 16, muestra una imagen de este parque eólico que actualmente es el más grande del Perú.



Figura 16. Actual parque eólico más grande del Perú, Punta Lomitas con capacidad nominal de 260 MW (ENGIE, 2022).

2.3.15 Tipos de turbinas eólicas

En el área de energía eólica, existen dos tipos de turbinas o aerogeneradores eólicos, de eje horizontal y eje vertical.

a) Aerogenerador de eje horizontal

Los aerogeneradores de eje horizontal (HAWT Horizontal Axis Wind Turbine), son los más comunes y eficientes en el aprovechamiento de la energía eólica. Estos dispositivos, generalmente, cuentan con tres palas, que representan el diseño óptimo para maximizar la captura del viento y minimizar el estrés mecánico en la estructura. Su funcionamiento se basa en la ubicación estratégica de las palas, las cuales están orientadas de cara al viento, lo que permite captar mejor la energía cinética del aire en movimiento.

Una característica clave de los aerogeneradores de eje horizontal es su capacidad para girar y ajustarse en la dirección del viento. Esto es posible gracias a un sistema de guía que incluye un mecanismo de giro en la cabeza del aerogenerador, conocido como sistema de yaw. Este sistema permite que el aerogenerador pivote y mantenga sus palas siempre orientadas hacia la fuente de viento predominante, optimizando su rendimiento energético. La orientación automática mejora significativamente la eficiencia en comparación con otros tipos de aerogeneradores, ya que aprovecha mejor las corrientes de aire y genera mayor cantidad de electricidad.

b) Aerogenerador de eje vertical

Los aerogeneradores de eje vertical (VAWT - Vertical Axis Wind Turbine), presentan un diseño distintivo y menos convencional en comparación con los aerogeneradores de eje horizontal (HAWT), que son comunes en parques eólicos y paisajes rurales. A diferencia de los HAWT, los VAWT cuentan con un eje de rotor que se dispone de forma vertical, lo que les otorga una apariencia diferente y les confiere una serie de ventajas y desventajas particulares.

Una de las principales ventajas de los aerogeneradores de eje vertical es que aprovechan el viento desde cualquier dirección. Esto significa que no necesitan un mecanismo para orientarse constantemente en función de la dirección del viento, lo que los hace ideales para entornos donde las corrientes de aire son muy variables o turbulentas, como áreas urbanas o terrenos complejos. Esta capacidad de trabajar independientemente de la dirección del viento es una ventaja práctica en lugares donde las condiciones no son ideales para los HAWT, que requieren sistemas de orientación para optimizar su funcionamiento.

Sin embargo, los aerogeneradores de eje vertical son menos comunes en la industria eólica debido a ciertas desventajas en términos de eficiencia. Aunque no requieren ajustarse al viento, suelen ser menos eficientes que los HAWT, debido a una mayor resistencia al aire y un menor rendimiento aerodinámico. Esto se traduce en una menor producción de energía para una misma velocidad del viento en comparación con los aerogeneradores de eje horizontal.

- **Aerogenerador Savonius**

El aerogenerador Savonius es un tipo de turbina eólica de eje vertical caracterizado por sus palas curvadas dispuestas alrededor del eje en forma de hélice, lo que le otorga una apariencia única y eficiente en su diseño. Estas palas son proyectadas para transformar la energía del viento en energía eléctrica. Una ventaja de este diseño es la amplia superficie de recepción del viento que ofrecen sus palas, permitiendo que incluso vientos suaves puedan activar el rotor y generar energía.

El funcionamiento de la turbina Savonius se basa en la diferencia de fuerzas entre el lado que enfrenta el viento directamente y el lado que se encuentra en contra del flujo del aire. La fuerza dinámica del viento incide directamente sobre las palas, empujando al rotor y haciéndolo girar. Esto ocurre debido al efecto de resistencia, es decir, la presión que el viento ejerce sobre las superficies expuestas de las palas. Mientras una parte de las palas recibe el viento de frente,

generando la fuerza necesaria para impulsar la turbina, la parte opuesta experimenta una fuerza de resistencia aerodinámica, similar a lo que sentimos cuando corremos o vamos en bicicleta y el viento parece empujarnos hacia atrás. Esta resistencia limita la velocidad máxima a la que puede girar la turbina. La Figura 17, muestra diversos tipos de aerogeneradores de eje vertical.



Figura 17. Tipos de aerogenerador de eje vertical Savoniuss (AeroGeneradores, 2022)

- **Aerogenerador Darrieus**

El aerogenerador Darrieus es un tipo de turbina eólica de eje vertical diseñado para generar electricidad a partir de la energía cinética del viento. A diferencia de los aerogeneradores de eje horizontal, el Darrieus cuenta con un conjunto de palas de perfil aerodinámico curvadas que se disponen alrededor de un eje vertical, creando una estructura que se asemeja a una “batidora de huevos” o un “cilindro giratorio”. Estas palas están diseñadas para aprovechar el principio de sustentación, en lugar de resistencia, que presentan eficiencia adicional en el proceso de transformación de energía eólica en electricidad.

Una de las principales ventajas de este tipo de aerogenerador es que no necesita orientarse en la dirección del viento para funcionar de manera efectiva, lo que lo hace ideal para entornos con vientos variables o turbulentos. El aerogenerador Darrieus puede captar el viento desde cualquier dirección, lo que lo convierte como opción interesante para zonas donde la dirección del viento cambia con frecuencia.

Este aerogenerador no necesita orientarse en la dirección del viento para funcionar de manera efectiva, lo que lo hace ideal para entornos con vientos variables o turbulentos. La Figura

18, muestra un aerogenerador Darrieus que capta el viento desde cualquier dirección, que torna una opción atractiva para zonas donde la dirección del viento cambia con frecuencia.



Figura 18. Aerogenerador tipo Darrieus (AeroGeneradores, 2022)

2.3.16 La potencia del viento

El viento en movimiento produce energía, la energía cinética del viento es la energía eólica que por su naturaleza varía en su dirección y velocidad. Para determinar la cantidad de energía eléctrica que una turbina eólica puede generar es primordial conocer la velocidad del viento (Pinto, 2013).

$$E_c = \frac{1}{2}mv^2 \quad (2)$$

donde, E_c es la energía cinética del viento (J/s), m es el flujo de masa del aire (kg/s), v es la velocidad del viento (m/s).

$$P = \left(\frac{1}{2}\right)\rho Av^3 \quad (3)$$

donde, P es la potencia disponible del viento (W), ρ es la masa específica del aire (kg/m^3), A es el área de la sección transversal del cilindro que es atravesado por el viento (m^2).

2.3.17 Coeficiente de potencia eólica

Las turbinas eólicas de eje horizontal con un coeficiente de potencia mayores que las turbinas de eje vertical. En la Figura 20, se observa que la turbina eólica tripala es la

configuración que tiene el mayor coeficiente de potencia (C_p) y que adicionalmente las velocidades sean superar los 6 m/s. En el caso de turbinas de eje vertical, el coeficiente de potencia C_p , es bajo y que también las velocidades de viento son bajas también. Así entonces, el C_p entre 0 – 0.15 para velocidades entre 0 – 2 m/s. Para el caso de los aerogeneradores de eje horizontal, el C_p es 0.3 – 0.5 para una velocidad entre 6 – 10 m/s.

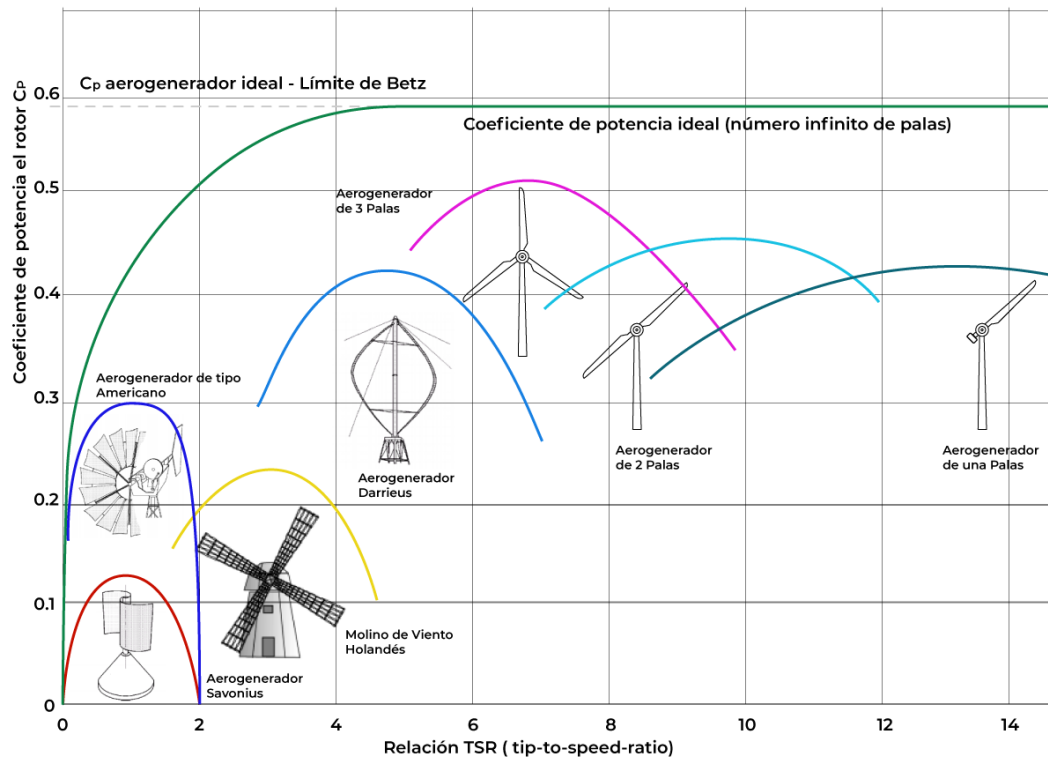


Figura 19. Diferentes coeficientes de potencia en función de la velocidad especifican para distintos tipos de aerogeneradores (Villarrubia, 2013)

2.3.18 Componentes de un aerogenerador de eje horizontal

Los componentes principales de un aerogenerador de eje horizontal como es el tripala se muestra en la Figura 21. Este tipo de aerogenerador de uso común tiene una condición de necesitar una velocidad arriba de 6 m/s y que además sea constante.

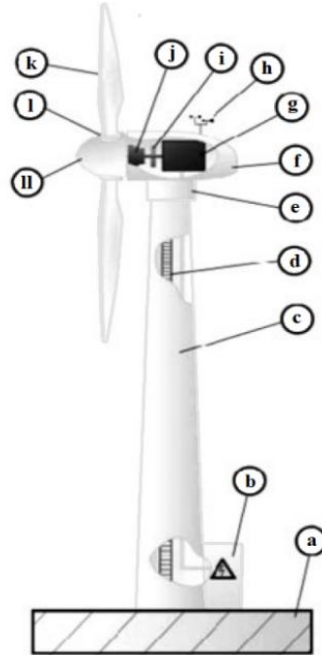


Figura 20. Componentes de un aerogenerador de eje horizontal tripala: (a) base o cimentación, (b) punto de conexión de baja tensión, (c) torre de sustentación, (d) escalera interior, (e) sistema de orientación del rotor, (f) góndola, (g) generador eléctrico, (h) anemómetro y veleta, (i) freno para fijación del rotor, (j) caja multiplicadora de velocidad, (k) álabe del rotor, (l) punto de inserción de la pala en el buje, (ll) buje del aerogenerador (Villarrubia, 2013)

2.3.19 Valor Actual Neto (VAN)

El Valor Actual Neto (VAN), también conocido como Valor Presente Neto (VPN), es un indicador financiero utilizado para evaluar la rentabilidad de un proyecto de inversión. Se calcula restando el valor presente de los flujos de efectivo futuros esperados del costo inicial de la inversión. El valor presente se determina aplicando una tasa de descuento que representa tanto el costo de capital de empresa como los riesgos inherentes al proyecto. Un VAN positivo indica que el proyecto no solo recuperará la inversión inicial, sino que también generará una ganancia adicional. El VAN es una herramienta crucial en la toma de decisiones de inversión, ya que indica si un proyecto es financieramente viable y proporciona una base sólida para la asignación de recursos financieros (ESAN, 2022).

$$VAN = \sum_{i=1}^n \left(\frac{Q_n}{(1+r)^n} \right) - I \quad (4)$$

donde, Q_n es el flujo de caja, I es la inversión inicial, n es la vida útil del proyecto y r es la tasa de descuento.

2.3.20 Tasa Interna de Retorno (TIR)

Se trata de un indicador financiero que evalúa la rentabilidad de una inversión. El TIR determina el porcentaje de ganancia o pérdida que se espera que genere un proyecto para sus interesados. Esta tasa está relacionada con el VAN, ya que también representa la tasa de descuento que hace que el VAN sea igual a cero. Calcular la tasa de retorno implica emplear métodos económicos específicos y herramientas financieras como calculadoras financieras o software especializado (ESAN, 2022).

$$TIR = \sum_{i=1}^n \left(\frac{Q_n}{(1+r)^n} \right) - I = 0 \quad (5)$$

donde, Q_n es el flujo de caja, I es la inversión inicial, n es la vida útil del proyecto y r es la tasa de descuento.

2.3.21 Plazo de recuperación (Payback)

El Pay-back, también conocido como período de recuperación, es una herramienta financiera que se utiliza para analizar inversiones, indicando cuanto tiempo tomará recuperar el capital inicial invertido. Según este criterio, una inversión resulta más favorable cuanto más rápido se recupere la inversión realizada. Esta herramienta se relaciona estrechamente con otros indicadores clave de rendimiento (KPI), como el retorno de la inversión (ROI), el valor presente neto (VPN) y la tasa interna de retorno (TIR), proporcionando una visión integral de la rentabilidad y eficiencia de un proyecto de inversión (ESAN, 2022). La ecuación (6) fue utilizada para calcular esta métrica económica.

$$ROI = \frac{\sum_{i=0}^{R_{proyecto}} C_{i.ref} - C_i}{R_{proyecto} (C_{cap} - C_{cap.ref})} \quad (6)$$

donde, $C_{i.ref}$ es el flujo de caja nominal anual para el sistema base (referencia), C_i es el flujo de caja nominal anual para el sistema actual, $R_{proyecto}$ es la vida útil del proyecto en años, C_{cap} es el costo de capital del sistema actual y $C_{cap.ref}$ es el costo capital del sistema base (referencia).

El periodo de recuperación de la inversión o payback es calculado con la siguiente ecuación (7):

$$payback = a + \frac{(b-c)}{d} \quad (7)$$

donde, a representa el año anterior al momento en que se recupera la inversión inicial, b corresponde al monto de la inversión inicial, c son los flujos de caja acumulados hasta ese año anterior, y d es el flujo de efectivo del año en que se logra recuperar la inversión.

CAPITULO III

MATERIALES Y METODOS

3.1 Formulación de hipótesis

La presente tesis considera las siguientes hipótesis:

3.1.1 Hipótesis general

La combinación de un sistema solar fotovoltaico, eólico será viable técnica y económicamente para la producción de hidrógeno verde como fuente alternativa y sostenible de energía.

3.1.2 Hipótesis específicas

- a) La evaluación técnica de la integración de un sistema solar fotovoltaico y un sistema eólico para la producción de hidrógeno verde, contribuirá en la promoción del uso de esta nueva energía renovable además de mejorar el uso de recursos solares y eólicos en diferentes momentos del día y condiciones climáticas.
- b) La cuantificación de la capacidad de generación de hidrógeno verde al combinar energía solar fotovoltaica y energía eólica ayudará a demostrar que la combinación de estas fuentes de energía renovable permitirá aprovechar de manera efectiva las variaciones en la disponibilidad de recursos solares y eólicos.
- c) El análisis económico de un sistema conjunto de energía solar fotovoltaica y eólica para la producción de hidrógeno verde mostrará que los indicadores económicos son favorables para este sistema de energía renovable.

3.2 Metodología de la investigación

3.2.1 Tipo y nivel de investigación

La investigación es de tipo descriptivo, retrospectivo y correlacional con un nivel de investigación del tipo descriptivo, debido a que se realizara un análisis sobre la evaluación de datos encontrados para evaluar la factibilidad técnica y económica de producción de hidrógeno verde. El diseño de investigación es correlacional por que se busca determinar la capacidad de generación de hidrógeno verde producido por un sistema fotovoltaico y eólico.

3.2.2 Ámbito de estudio

La presente tesis se realizó aplicado a las instalaciones ubicadas en la sede de Ayabacas de la Escuela Profesional de Ingeniería en Energías Renovables – Universidad Nacional de Juliaca. Esta se ubica a una altura de 3833 msnm, la propuesta considera las condiciones el proyecto mostrado en la Figura 21. El proyecto consideró la proyección de una planta de hidrógeno verde al costado de la infraestructura del local antes mencionado.



Figura 21. Sede de la UNAJ en Ayabacas y localización del lugar del proyecto.

3.3 Evaluación de recursos renovables en la zona de estudio

3.3.1 Evaluación del recurso solar en la sede Ayabacas

A través de la estación meteorológica automática WS-GP2 que está instalada en el segundo nivel de la Escuela Profesional de Ingeniería en Energías Renovables, se tiene el registro de diversos datos meteorológicos dentro de los que podemos destacar las temperaturas ambientales y la medición de la irradiancia diaria (W/m^2) con la que se determinó la irradiación mensual (kWh/m^2) para el año 2023. En la Figura 22, se muestra la irradiancia del año 2023, así podemos mencionar que la irradiancia promedio del año fue de $6,5 kWh/m^2$.

La temperatura ambiente máxima y mínima promedio medida por la estación meteorológica son mostrados para tener una referencia de las condiciones del lugar del proyecto. En la Figura 22, se muestra el perfil de temperatura ambiente, temperatura mínima y temperatura

máxima para el año 2023 expresado en °C. De esta forma se muestra el recurso solar bajo condiciones ambientales de temperatura que existe en la sede Ayabacas.

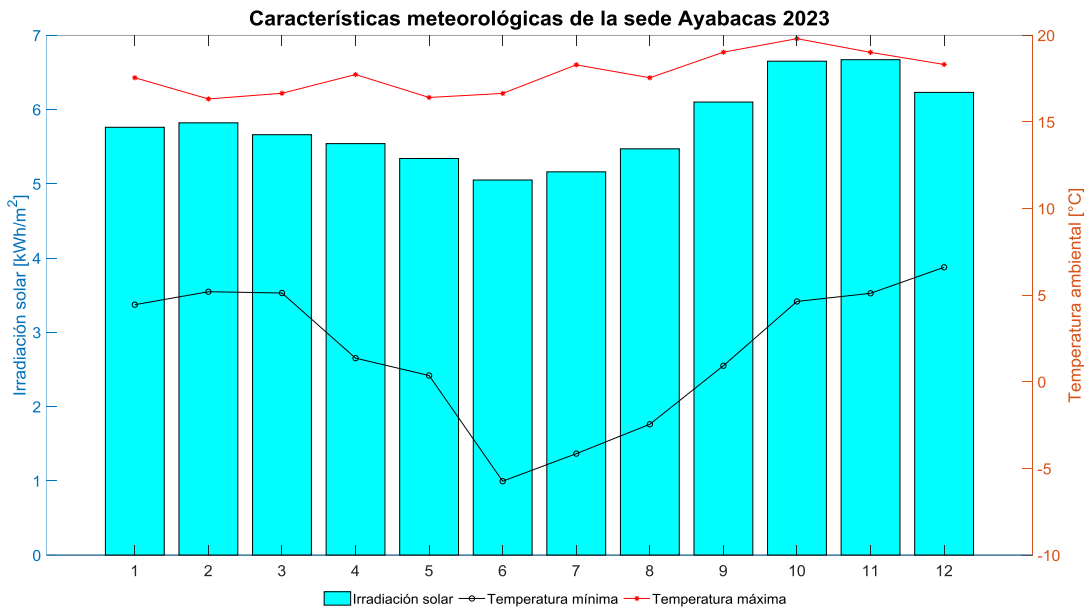


Figura 22. Características meteorológicas de la sede Ayabacas de la UNAJ. Temperatura máxima entre 17 a 20 °C; temperatura mínima entre 5 a 7 °C; niveles de irradiación solar máxima de 6.5 kWh/m2

a) Recolección y cálculo de cargas

Fueron recopilados los datos de cargas para determinar la potencia y energía, en base a ello se realizaron los cálculos correspondientes. Se utilizó la ecuación (8) para calcular la potencia total:

$$P_{total} = P_{unitaria} * Q \quad (8)$$

donde, P_{total} es la potencia total (W), $P_{unitaria}$ es la potencia unitaria (W) y Q es la cantidad, se determinó con la ecuación (9).

$$E = P * t \quad (9)$$

donde, E es la energía total (Wh), P es la potencia total (W) y t es el tiempo de operación (h).

b) Inclinación de módulos fotovoltaicos

Para determinar la inclinación de los módulos fotovoltaicos se utilizó la ecuación (10) permitió obtener la inclinación necesaria.

$$\beta = 3.7 + 0.69(\Phi) \quad (10)$$

donde, β es la inclinación óptima ($^{\circ}$) y Φ es la latitud ($^{\circ}$).

c) Dimensionamiento del sistema fotovoltaico

- Cálculo de módulos fotovoltaicos

Para la selección de la marca y modelo del módulo fotovoltaico, es fundamental tener en cuenta tanto las características técnicas como las eléctricas del mismo, con el fin de asegurar que las condiciones ambientales del sitio no afecten negativamente su rendimiento. Además, para determinar el número adecuado de módulos, es esencial conocer la demanda de energía diaria que se desea generar, así como la irradiancia solar mensual del lugar. Las ecuaciones (11) y (12) serán clave para calcular tanto la potencia requerida del sistema fotovoltaico como la cantidad de módulos fotovoltaicos necesarios para cumplir con los objetivos energéticos del proyecto.

$$P_{FV} = P_U * P_e * FE \quad (11)$$

donde, P_{FV} es la potencia pico de sistema fotovoltaico (W), P_U es la demanda en AC, P_e es la penetración fotovoltaica o eólica y FE es el factor de escala.

$$N_{móduloFV} = \frac{P_{sistemaFV}}{P_{móduloFV}} \quad (12)$$

donde, $N_{móduloFV}$ es el número de módulos fotovoltaicos, $P_{sistemaFV}$ es la potencia del sistema fotovoltaico (Wp) y $P_{móduloFV}$ es la potencia del módulo fotovoltaico (Wp).

- Cálculo del inversor

Para la selección del modelo del inversor, es esencial que este cumpla con las certificaciones y estándares de calidad, garantizando tanto su eficiencia como su compatibilidad con el resto del sistema fotovoltaico. Además, las características eléctricas del inversor deben ser adecuadas para las condiciones específicas del lugar donde se desarrollará el proyecto. La ecuación (13) fue utilizada para calcular la capacidad nominal del inversor, asegurando así un rendimiento óptimo y una integración eficiente dentro del sistema energético.

$$FE = \frac{P_{sistemaFV}}{P_{inversorFV}} \quad (13)$$

donde, FE es el factor de escala (1.2 – 1.4), $P_{sistemaFV}$ es la potencia del sistema fotovoltaico (kWp) y $P_{inversorFV}$ es la potencia nominal del inversor (kW).

- **Cálculo de almacenamiento de energía en baterías**

Según el Asian Development Bank (2018), propone un método para determinar la capacidad del Sistema de Almacenamiento de Energía en Baterías (*BESS-Battery Energy Storage System*), el cual se refleja en la ecuación (14). Esta ecuación es utilizada específicamente para calcular la capacidad óptima del BESS cuando se integra con sistemas de energías renovables, garantizando que el almacenamiento de energía sea suficiente para cubrir las necesidades del sistema y mejorar su eficiencia operativa.

$$BESS_{capacidad} = \frac{P_{requerida} * D_{requerida}}{DOD * N} \quad (14)$$

donde, $BESS_{capacidad}$ es la capacidad del sistema BESS (MWh), $P_{requerida}$ es la potencia requerida (MW), $D_{requerida}$ es la duración requerida (h), DOD es la profundidad de descarga (%) y N es la eficiencia de la batería (%).

- **Cálculo de conductores**

Se utilizo la ecuación (15) de cálculo de sección del conductor en DC.

$$S_{string} = \frac{2 * L_{string} * I_{string}}{k * V_{mpp} * \Delta U_{DC}} \quad (15)$$

donde, S_{string} es la sección transversal de los conductores de string (mm²), L_{string} es la longitud del string en metros (m), I_{string} es la corriente nominal del string (A), V_{mpp} es la tensión nominal del string (V), ΔU_{DC} es la caída de tensión máxima admisible y k es la conductividad eléctrica a 90° ($k_{cobre} = 44 \Omega \text{ mm}^2/\text{m}$).

La ecuación (16), fue utilizada para determinar la sección del conductor en AC mínima requerida:

$$S_{AC} = \frac{\sqrt{3} * L_{AC} * I_{nomAC} * COS\Phi}{\Delta U_{AC} * V_{nomAC} * k} \quad (16)$$

donde, S_{AC} es la sección transversal del cableado en AC (mm^2), L_{AC} es la longitud del cableado AC (m), I_{nomAC} es la corriente nominal AC del inversor (A), V_{nomAC} es el voltaje nominal de red, $\cos\Phi$ es el factor de potencia, k es la conductividad eléctrica a 90° ($k_{\text{cobre}} = 44 \Omega \text{ mm}^2/\text{m}$) y ΔU_{AC} es la caída de tensión máxima admisible.

- **Cálculo de interruptores termomagnéticos**

El uso de interruptores de corriente continua (DC) es crucial para la protección de los módulos fotovoltaicos ya que permiten desconectar el sistema en caso de sobrecargas o fallas. Estos interruptores deben dimensionarse al 125% de la corriente de cortocircuito (I_{sc}) para garantizar su capacidad de soportar picos de corriente. De manera similar, los interruptores de corriente alterna (AC) se dimensionan para soportar el 125% de la corriente nominal máxima, asegurando la protección y eficiencia del sistema en condiciones de operación.

3.3.2 Evaluación del recurso eólico en la sede Ayabacas

Para la evaluación del potencial eólico en el lugar del proyecto, se utilizaron los datos de la estación meteorológica de la EPIER. El análisis del comportamiento del viento es fundamental para estimar la energía eólica disponible. En este proyecto, se llevó a cabo un estudio exhaustivo de la variación de velocidad del viento en los años 2022 y 2023. La velocidad del viento, captada mediante una estación anemométrica, fue registrada y procesada, permitiendo observar las fluctuaciones mensuales y estacionales.

Otro aspecto relevante para el dimensionamiento del sistema eólico es la dirección del viento. Para ello, se procesaron los datos obtenidos de la estación meteorológica, analizando de dónde provienen los vientos y hacia dónde se dirigen. Se consideraron 16 direcciones intercardinales en un sistema de referencia cartesiano para representar de manera precisa la orientación del viento. La rosa de los vientos, presentada en la Figura 23, muestra la frecuencia de incidencia de los vientos en las diferentes direcciones, lo cual es crucial para la correcta ubicación de los aerogeneradores. Este análisis permite optimizar la disposición de los aerogeneradores, minimizando las pérdidas por interferencias entre ellos y maximizando la producción de energía. La correcta separación y ubicación de los aerogeneradores en función de la dirección predominante del viento resulta en un sistema más eficiente y productivo.

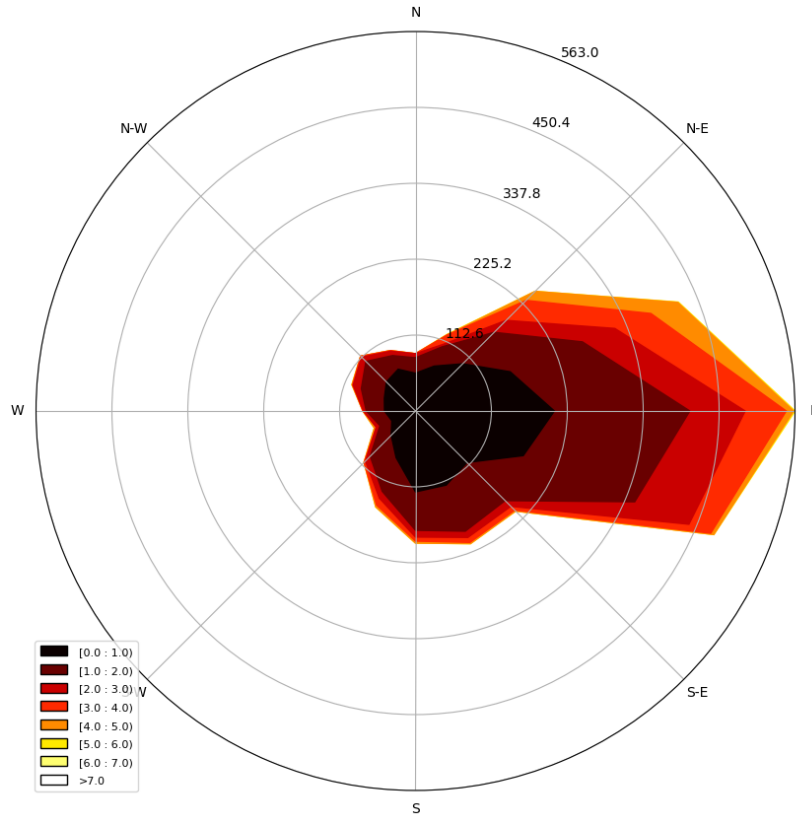


Figura 23. Rosa de los vientos – promedio anual (Hatari, 2024).

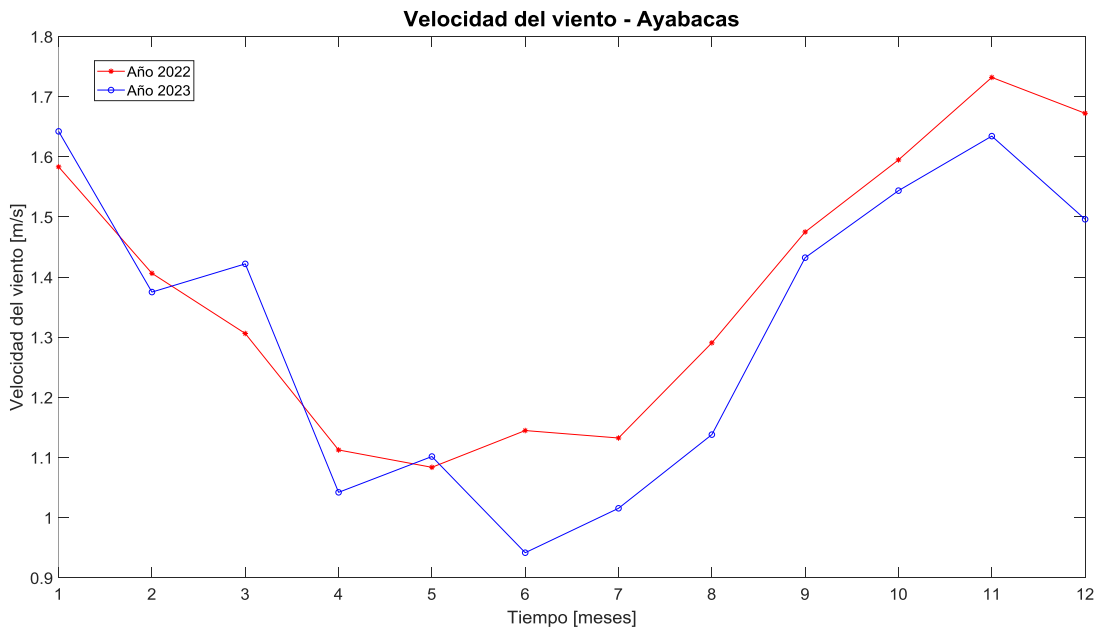


Figura 24. Velocidad del viento en la sede Ayabacas para los años 2022 y 2023.

En la Figura 23, se observa que la velocidad con mayor frecuencia de viento es en la dirección Este (E), dentro del cuadrante NE – SE. Se observa también que la velocidad más significativa es hasta 3 m/s, este dato es importante porque será utilizado para el dimensionamiento de las turbinas eólicas. En la Figura 24, se muestra estas velocidades para los años 2022 y 2023 cuyos datos fueron tomados de la estación meteorológica de la EPIER, como se puede observar la velocidad del viento está entre un intervalo de 0.94 m/s a 1.64 m/s en el lugar del proyecto lo que representa una velocidad baja para muchos aerogeneradores tradicionales como son los de eje horizontal.

En la Tabla 1, se tiene la velocidad del viento da la página de la NASA POWER, desde los años 2017 a 2022, así entonces se tiene dos fuentes revisadas de las que se usa el promedio de velocidades para la selección del tipo de aerogenerador que utilizará el proyecto.

Tabla 1.

Velocidad del viento promedio de dos fuentes revisadas

| Meses | Velocidad del viento (m/s) | | |
|------------------|---|---------------------------|----------|
| | Estación meteorológica EPIER ⁽¹⁾ | NASA POWER ⁽²⁾ | Promedio |
| Enero | 1.64 | 3.4 | 2.52 |
| Febrero | 1.37 | 3.4 | 2.38 |
| Marzo | 1.42 | 3.2 | 2.31 |
| Abril | 1.04 | 2.7 | 1.87 |
| Mayo | 1.10 | 2.6 | 1.85 |
| Junio | 0.94 | 2.8 | 1.87 |
| Julio | 1.01 | 2.7 | 1.85 |
| Agosto | 1.13 | 2.9 | 2.02 |
| Setiembre | 1.43 | 3.0 | 2.21 |
| Octubre | 1.54 | 3.2 | 2.37 |
| Noviembre | 1.63 | 3.4 | 2.51 |
| Diciembre | 1.49 | 3.3 | 2.39 |

Nota: los datos mostrados fueron obtenidos de las bases de datos siguientes:

⁽¹⁾ Datos promedios de los años 2022 y 2023 (datos de la estación meteorológica de la EPIER)

⁽²⁾ Datos promedios desde el año 2017 a 2022 (<https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>)

3.4 Integración de un sistema fotovoltaico y sistema eólico para producción de hidrógeno verde

3.4.1 Diseño e integración del sistema fotovoltaico y eólico

La integración de un sistema fotovoltaico y un sistema eólico consiste en combinar ambas tecnologías de generación de energía renovable para aprovechar las sinergias de producción, mejorando la estabilidad y continuidad del suministro energético al compensar las variaciones en la generación debido a las condiciones climáticas. Actualmente la integración de la energía solar fotovoltaica es muy estudiada para aplicaciones en edificios, debido a que se aprovecha los tejados y fachadas, ahorrando terreno y materiales constructivos. Genera electricidad en el mismo sitio de consumo, reduciendo pérdidas de conducción y distribución.

La integración de sistemas fotovoltaicos y eólicos en edificios residenciales en España combina tecnologías de mini-eólica y solar fotovoltaica para generar energía de manera eficiente. Se analizan las ventajas de la combinación de ambas energías renovables, evaluando su potencial y comparando tecnologías para seleccionar el sistema más adecuado para distintos tipos de viviendas. Son estudiados aspectos técnicos, como parámetros climáticos y componentes de instalación, como económicos, incluyendo el mercado eléctrico y la normativa de autoconsumo (González, 2022).

La aplicación de un sistema que integra energía solar fotovoltaica y eólica para generar hidrógeno verde implica el uso combinado de ambas fuentes renovables para alimentar electrolizadores. Estos dispositivos dividen el agua en hidrógeno y oxígeno mediante electrólisis, produciendo hidrógeno sin emisiones de carbono. Esta tecnología aprovecha la complementariedad de la generación solar y eólica para asegurar un suministro energético constante y eficiente, optimizando la producción de hidrógeno verde y contribuyendo a la descarbonización del sector energético.

3.4.2 Sistemas fotovoltaicos

Es un sistema de energía que suministra energía eléctrica, tiene varios componentes de los que podemos destacar a los módulos fotovoltaicos que son los que absorben y convierten la luz solar en electricidad en la forma de corriente continua. El inversor, que es el que convierte la corriente continua en corriente alterna. El sistema de almacenamiento de energía a través de

baterías. Los sistemas fotovoltaicos se clasifican en sistemas fotovoltaicos conectados a la red (SFCCR) y sistemas fotovoltaicos aislados (SFA).

Sistemas fotovoltaicos conectados a la red (SFCCR)

Los SFCCR, son sistemas que están integrados con los sistemas eléctricos ya sean residenciales o industriales. Se utilizan para alternar y combinar el consumo energético del usuario (Figura 25).

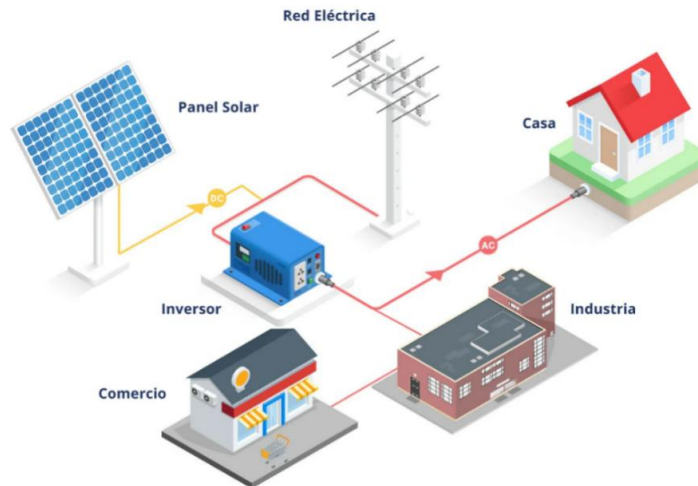


Figura 25. Componentes de un sistema fotovoltaico conectado a red (HiPower, 2024).

El sistema fotovoltaico conectado a la red con un sistema de electrólisis del agua ofrece ventajas como la obtención de hidrógeno verde y la posibilidad de vender el exceso de energía a la red si el almacenamiento de hidrógeno se completara (Awad, y otros, 2024).

La conexión de una fuente fotovoltaica a una planta de electrólisis en un régimen de autoconsumo incluye los elementos y flujos de energía representados en la Figura 26, la energía producida por el sistema fotovoltaico (E_{PVh}), la energía importada de la red eléctrica (E_{IMPPh}), la energía vendida al sistema interconectado de electricidad (E_{EXPh}) y la energía consumida por el electrolizador cada hora h (E_{ELYh}). La primera y prioritaria fuente de energía para el electrolizador es el sistema fotovoltaico, que comprende módulos fotovoltaicos, un seguidor solar (opcional) e inversores que entregan electricidad en CA. Para una ubicación dada (expresada a través de latitud y longitud), se puede usar la orientación de la planta (proporcionada mediante azimut e inclinación), las hojas de datos de los módulos fotovoltaicos e inversores seleccionados para estimar la producción de hidrógeno (Matute, Yusta, Beyza, &

Monteiro, 2022). La Figura 26, muestra un esquema de producción de hidrógeno teniendo como base la generación fotovoltaica. En este caso se tiene también un abastecimiento de la red convencional para el electrolizador.

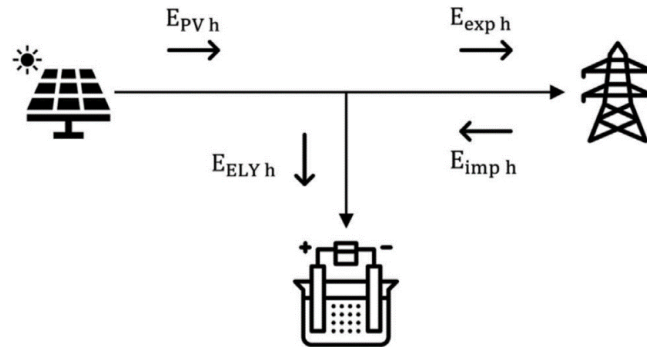


Figura 26. Esquema simplificado de una planta de electrólisis en un régimen de autoconsumo (Matute, Yusta, Beyza, & Monteiro, 2022)

Sistemas fotovoltaicos aislados (SFA)

Los SFA, son sistemas de generación de energía eléctrica sin conexión a la red eléctrica del concesionario eléctrico, proporciona al usuario la suficiente energía proveniente del sol. Estos sistemas incluyen un conjunto de baterías que garantizan el abastecimiento incluso durante la noche (Figura 27).

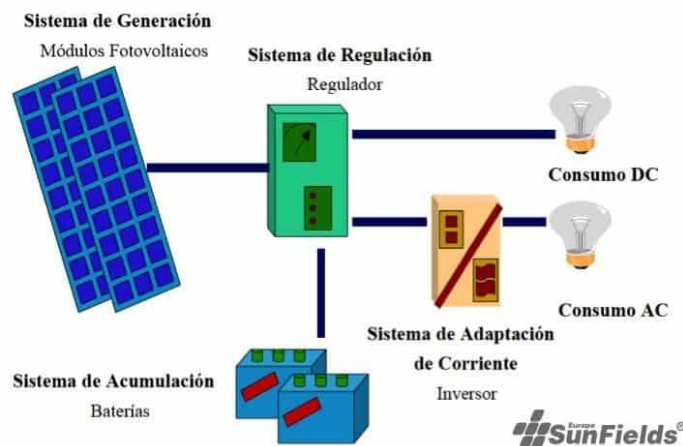


Figura 27. Componentes de un sistema fotovoltaico aislado (SUNFIELDS, 2015).

Un sistema fotovoltaico aislado (SFA) tiene la ventaja de ser eficiente cuando se acopla directamente con un sistema de electrólisis de agua. La Figura 28, muestra un esquema de un sistema SFA acoplado directamente con el electrolizador de agua. Se representa un sistema confiable de división de agua alimentado por energía solar. Para disminuir el precio de producir

hidrógeno verde, un estudio utilizó una estrategia única con la inclusión de un BESS (Sistema de almacenamiento de energía en baterías – *Battery energy storage system*), de material de ion-litio y generación de energía solar. El estudio reveló que la función principal del BESS es estabilizar la producción de hidrógeno durante el día (Awad, y otros, 2024). La Figura 28, muestra el proceso de electrólisis abastecido con un sistema de baterías (BESS).

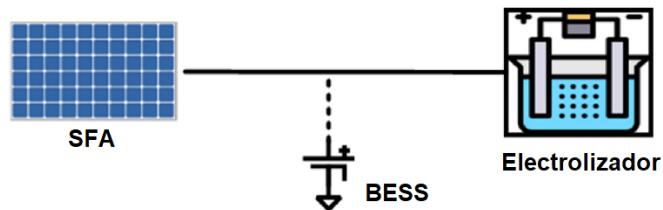


Figura 28. Esquema de sistema fotovoltaico aislado aplicado a planta de electrólisis con almacenamiento (Awad, y otros, 2024).

3.4.3 Sistema de energía eólica

La energía eólica, es la que aprovecha el viento para a través de un aerogenerador transforma la energía cinética del viento en energía eléctrica. Es una fuente renovable de energía que es inagotable y no contamina. Existen dos tipos, energía eólica terrestre (onshore) y energía eólica marina (offshore).

a) Sistemas de energía eólica terrestre (onshore)

Los sistemas de energía eólica terrestre son formados por varios aerogeneradores de gran potencia conectados a la red eléctrica, estos conforman los parques eólicos, La Figura 29, muestra un sistema de energía eólica terrestre que corresponde a la central eólica Wayra I, ubicado en la región de Ica.



Figura 29. Sistema de energía eólica terrestre u onshore (ENEL, 2020).

Recientemente los aerogeneradores se han destacado como una prometedora fuente de energía renovable, pero su naturaleza intermitente ha presentado un desafío para su adopción generalizada. Una posible solución a este problema es el uso de electrolizadores en conjunto con los aerogeneradores. Los electrolizadores pueden convertir el exceso de electricidad generada por los aerogeneradores en hidrógeno, que luego puede ser almacenado y utilizado más tarde como fuente de combustible. Aunque los electrolizadores han mostrado resultados alentadores a escala de laboratorio, la implementación requerirá más avances tecnológicos, reducciones de costos y marcos políticos de apoyo. Se puede concluir que la combinación de aerogeneradores y electrolizadores representa una vía prometedora hacia un futuro energético más sostenible y confiable.

b) Sistemas de energía eólica marina (offshore)

La energía eólica marina o de alta mar se produce de forma similar a la terrestre, está instalada en el medio del océano y aprovechan las fuertes corrientes de viento producidos en alta mar. Al no encontrarse obstáculos esta energía es más productiva ya que el viento es más fuerte, la Figura 30, muestra una central de energía eólica de alta mar u offshore.

El hidrógeno jugará un papel crucial en la descarbonización de los sistemas energéticos futuros, ideal para almacenar energía renovable a largo plazo y fortalecer la seguridad energética. La producción de hidrógeno a partir de energía de alta mar es una solución prometedora para generar hidrógeno económico a gran escala. Las ubicaciones en alta mar pueden aumentar significativamente el factor de capacidad de la energía eólica generada. La producción de hidrógeno en alta mar mediante electrólisis utilizando energía eólica y agua de mar y el uso directo de agua de mar sin desionización son tendencias en los actuales estudios (Ramakrishnan, y otros, 2024). Reducir los costos de capital de los parques eólicos offshore podría bajar el costo de producción de hidrógeno acercándose a la competitividad con los métodos convencionales (Hill, Bamisile, Hatton, Staffell, & Jansen, 2024).



Figura 30. Sistema de energía eólica marina u offshore (DEXMA, 2022)

3.5 Análisis de capacidad de generación de hidrógeno verde

La capacidad de generación de hidrógeno verde se mide a través de varios parámetros y unidades, considerando tanto los aspectos técnicos como económicos del proceso. A continuación, se detallan los principales métodos y métricas utilizadas:

a) Capacidad del Electrolizador:

Potencia Nominal (MW): La capacidad del electrolizador se expresa en megavatios (MW), indicando cuánta electricidad puede utilizar el sistema para producir hidrógeno. Por ejemplo, un electrolizador de 10 MW puede consumir hasta 10 MW de electricidad para la electrólisis del agua.

b) Producción de Hidrógeno:

Unidades de medida - kg/h o kg/día, Nm³/día o Nm³/año: La cantidad de hidrógeno producido por el electrolizador se mide en kilogramos por hora (kg/h) o kilogramos por día (kg/día) de H₂V (hidrógeno verde). Esta métrica depende de la eficiencia del electrolizador y de la potencia suministrada.

Otra unidad muy utilizada es la expresada por “normo metro cúbico por día” o “metros cúbicos normales por día” (Nm³/día) o por año (Nm³/año) es una medida fundamental para cuantificar el volumen de gas hidrógeno producido bajo condiciones estándar de temperatura y presión (0 °C y 1 atmósfera). Esta unidad facilita la comparación y el dimensionamiento de sistemas de producción y almacenamiento, ya que el volumen de un gas varía con la temperatura y presión, pero el volumen normalizado (Nm³) se refiere a condiciones constantes y definidas.

Para convertir la producción de hidrógeno de masa (kilogramos) a volumen normalizado (Nm^3), se utiliza la densidad estándar del hidrógeno gas, que es aproximadamente 0.08988 kg/Nm^3 . Por ejemplo, si se produce 1 kg de hidrógeno, esto equivale a aproximadamente 11.13 Nm^3 de hidrógeno en condiciones normales

c) Eficiencia del Proceso:

Eficiencia de Conversión (%): La eficiencia de conversión de energía eléctrica a hidrógeno se expresa como un porcentaje. Esta eficiencia se calcula comparando la energía contenida en el hidrógeno producido con la energía eléctrica consumida.

Consumo Específico de Energía (kWh/kgH_2): Indica cuántos kilovatios-hora de electricidad se necesitan para producir un kilogramo de hidrógeno. Una menor cantidad de kWh/kgH_2 indica un proceso más eficiente.

d) Costo de Producción:

Costo Nivelado del Hidrógeno (LCOH): Se expresa en euros o dólares por kilogramo de hidrógeno (€ o $\text{\$/kgH}_2$). Este costo incluye todos los gastos asociados con la producción de hidrógeno, como la inversión inicial, operación y mantenimiento, y el costo de la electricidad.

e) Factores de Capacidad (%):

Representa la proporción del tiempo durante el cual el electrolizador opera a plena capacidad en un período específico, generalmente un año.

3.5.1 Selección del electrolizador de hidrógeno

Cuando se tiene definido el tamaño de la planta de producción de hidrógeno se procede a seleccionar los componentes, centrandó la elección en el electrolizador, que es el elemento principal para la producción de hidrógeno. El electrolizador debe cumplir con los siguientes criterios:

- a) Cumplimiento de la demanda:** existen varias escalas y tamaños, este criterio es importante porque indica la producción de hidrógeno diario definido previamente.
- b) Sistemas de purificación:** Se prefiere un electrolizador con un sistema de ventilación de aire para asegurar hidrógeno de alta calidad y no contaminado.
- c) Precio:** Se elegirá el electrolizador más económico que cumpla con los mismos requisitos funcionales.

Es importante verificar la ficha técnica del equipo, la potencia requerida bajo condiciones nominales es necesario suministrar la potencia eléctrica al equipo. El dato de balance de planta provoca el consumo energético de equipos auxiliares con lo que se garantiza un funcionamiento adecuado.

3.6 Evaluación económica del sistema de producción de hidrógeno verde

Para realizar una evaluación económica de un sistema de producción de hidrógeno verde utilizando energía fotovoltaica y eólica, se deben considerar varios aspectos clave (IRENA I. , 2022):

3.6.1 Identificación de Costos

- a) **CAPEX (Costos de Capital):** es el costo de inversión de capital para realizar el proyecto, incluye los costos de instalación de paneles solares, aerogeneradores, baterías y del electrolizador, sistemas de almacenamiento y transporte de hidrógeno.
- b) **OPEX (Costos Operacionales):** se trata de los costos de operación del funcionamiento de la planta de producción de hidrógeno. Considera los costos anuales de operación y mantenimiento de todos los equipos involucrados en la producción de hidrógeno para el presente estudio fueron considerados como constantes para todos los años.

3.6.2 Producción de Hidrógeno

- a) **Capacidad de Producción:** Estima la cantidad de hidrógeno que se puede producir basada en la capacidad de los electrolizadores y la disponibilidad de energía renovable (Garcia, 2021).
- b) **Eficiencia del Proceso:** Evalúa la eficiencia de conversión de electricidad a hidrógeno, influenciada por la tecnología de los electrolizadores y la pureza del agua utilizada (Vigilancer, 2022).

3.6.3 Cálculo de los Costos Nivelados del hidrógeno (LCOH)

- a) **Costo Nivelado del Hidrógeno (LCOH):** El LCOH (*Leveralized Cost of Hydrogen*) se calcula dividiendo el costo total del sistema (CAPEX y OPEX) por la producción total de hidrógeno. Este cálculo depende directamente de la calidad de los recursos de

energía renovable y del costo y rendimiento del electrolizador (IRENA I. , 2022) y fue calculada con la ecuación (17).

$$LCOH = \frac{\text{Costo total de inversión, operación y energía}}{\text{Cantidad total de hidrógeno producido (kg)}} \quad (17)$$

El LCOH depende de la producción anual y del costo del sistema de generación de hidrógeno, los cuales son función del tamaño de los componentes individuales de dicho sistema. Las configuraciones de tecnología única acoplan una tecnología de generación con un electrolizador, mientras que los sistemas híbridos combinan un electrolizador con dos tecnologías de generación (energía solar fotovoltaica y energía eólica en tierra). En todos los casos, existe una combinación óptima entre las capacidades de los componentes que generan la producción máxima de hidrógeno al costo mínimo.

b) Costo referido a la energía (LCOE): El LCOE (Levelized Cost of Energy) es una métrica que mide el costo total de generar energía a lo largo de la vida útil de un sistema de generación, dividida por la cantidad total de energía generada. Incluye todos los costos asociados, como la inversión inicial, operación y mantenimiento (O&M), combustible (si aplica), y costos financieros. El LCOE se utiliza para comparar diferentes tecnologías de generación y determinar la competitividad de una fuente de energía. La ecuación (18) fue utilizada para calcular el costo:

$$LCOE = \frac{\text{Costo total de inversión y operación}}{\text{Producción total de energía (kWh)}} \quad (18)$$

c) Costo referido al almacenamiento (LCOS):

El LCOS (Levelized Cost of Storage) es una métrica que mide el costo de almacenar y liberar energía a lo largo de la vida útil de un sistema de almacenamiento, como baterías o tecnologías de almacenamiento de hidrógeno. Similar al LCOE, incluye costos de inversión, operación, mantenimiento, y degradación del almacenamiento. Se utiliza para comparar diferentes tecnologías de almacenamiento y evaluar la viabilidad económica. La ecuación utilizada para calcular fue la (19):

$$LCOS = \frac{\text{Costo total de inversión y operación del almacenamiento}}{\text{Energía almacenada y liberada (kWh)}} \quad (19)$$

3.6.4 Evaluación Financiera

Tasa de Descuento: Aplica una tasa de descuento para determinar el valor actual neto (VAN) de los flujos de efectivo futuros.

Análisis de Sensibilidad: Realiza un análisis que evalúa la influencia de variables clave (como el costo de la electricidad, costos de capital y eficiencia del sistema) afectan la rentabilidad del proyecto.

CAPITULO IV

RESULTADOS Y DISCUSIONES

En este capítulo se presentan de manera detallada los resultados obtenidos del análisis técnico y económico del sistema solar fotovoltaico y eólico para la producción de hidrógeno verde en la Universidad Nacional de Juliaca.

Fue discutida la viabilidad técnica del sistema, evaluando la integración de las tecnologías fotovoltaicas y eólicas. Se proporcionan diagramas esquemáticos detallados del sistema y la producción estimada. A continuación, se presentan los cálculos teóricos que determinan la capacidad de generación de hidrógeno verde utilizando la energía solar fotovoltaica y la energía eólica. Se analizan los flujos de energía y los rendimientos esperados del sistema en función de los datos recolectados y simulados.

En el análisis económico, se detallan los costos de instalación, operativos y de mantenimiento asociados con el proyecto. Se incluye los resultados de los indicadores económicos. Finalmente, se exploran las implicaciones ambientales del proyecto y se destacan las conclusiones clave derivadas de los hallazgos técnicos y económicos. Este capítulo se complementa con gráficos, tablas y figuras relevantes que respaldan los resultados presentados y que muestran el impacto potencial del sistema propuesto.

4.1 Viabilidad técnica de la integración de un sistema solar fotovoltaico y eólico para la producción de hidrógeno verde

A continuación, se presenta los resultados del primer objetivo específico, en el cual fueron evaluadas las capacidades y limitaciones del sistema propuesto de energía solar fotovoltaica y eólica para la producción de hidrógeno verde en la Universidad Nacional de Juliaca, sede Ayabacas. Se analizaron los aspectos técnicos, incluyendo la integración de tecnologías, rendimiento energético bajo condiciones climáticas del lugar del proyecto.

Como primer paso tenemos la definición de la cantidad de hidrógeno que se desea producir, esta cantidad está en función de diversos aspectos, principalmente los consumidores finales como laboratorios o residencias, aplicaciones industriales, vehículos de hidrógeno, almacenamiento de energía renovable, etc. En este caso, tratándose de una investigación del tipo

descriptivo fue considerada la producción de 8 kg/día H₂V siendo un total de 240 kg/mes H₂V, como finalidad de la presente investigación.

4.1.1 Selección y dimensionamiento de electrolizadores

Luego de un largo estudio de empresas que brindan estos servicios, seleccionamos a la empresa americana H2B2 que es una empresa de tecnología que ofrece soluciones completas para la producción y uso del hidrógeno verde, abarcando desde el desarrollo y financiamiento hasta la operación y mantenimiento de sistemas de electrólisis de agua (H2B2, 2019). Esta empresa clasifica la capacidad de electrolizadores para producir hidrógeno verde en tres escalas:

- a) **Pequeña escala.** En esta escala la capacidad de producción de hidrógeno es de 0.056 a 0.2232 kg/h, esta producción es óptima para bajos consumidores como pueden ser laboratorios, residencias, pequeñas flotas de vehículos. Para esta escala la estructura es similar a un armario como se muestra en la Figura 31.



Figura 31. Electrolizador de pequeña escala (H2B2, 2019).

- b) **Media escala.** En esta escala la capacidad de producción de hidrógeno es de 0.957 a 5.61 kg/h. Para esta escala la estructura corresponde a un contenedor mediano de 6.1 m de largo (20 pies) como lo muestra en la Figura 32.

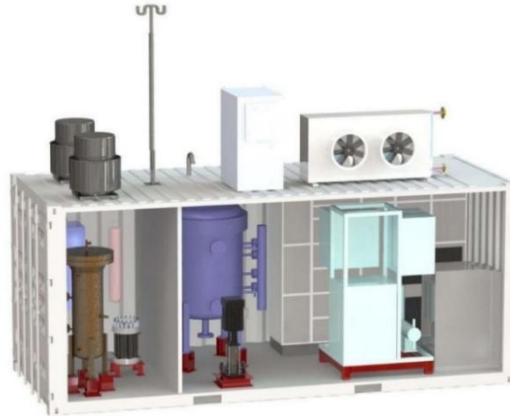


Figura 32. Electrolizador de media escala en contenedor de 6.1 m de largo (20 pies) (H2B2, 2019).

c) **Gran escala.** Los electrolizadores de gran escala suministran hidrógeno de 8.90 a 178 kg/h. La estructura corresponde a un contenedor grande de 12.19 m de largo (40 pies) como se muestra en la Figura 33.

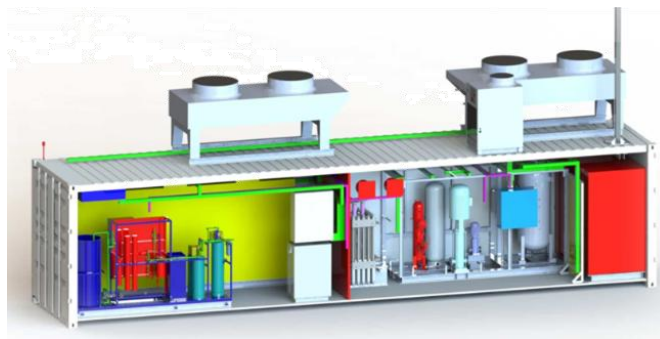


Figura 33. Electrolizador de gran escala en contenedor de 12.19 m de largo (40 pies) (H2B2, 2019).

La Tabla 2, presenta un resumen de la capacidad de electrolizadores por rango de producción de hidrógeno por hora. Con ese punto de partida procedemos a definir las características de producción de hidrógeno verde y definir los equipos necesarios para cumplir el objetivo de producir 8 kg/día H₂V. Se observa que la escala media es la adecuada para cumplir con el requerimiento propuesto.

Tabla 2.

Capacidad de electrolizadores por hora de producción (H2B2, 2019).

| Escala | Rango de producción de hidrógeno por hora (kg/h) |
|----------------|---|
| Pequeña | 0.056 – 0.2232 |
| Media | 0.957 – 5.61 |
| Grande | 8.90 – 178 |

Nota: datos extraídos de catálogo de la empresa H2B2

Tabla 3.

Electrolizadores de media escala y su producción horaria (H2B2, 2019).

| Electrolizador de media escala | Producción de hidrógeno por hora |
|---------------------------------------|---|
| EL10N | 0.957 kg/h (10.05 Nm ³ /h) |
| EL20N | 1.881kg/h |
| EL30N | 2.805 kg/h (31.7 Nm ³ /h) |
| EL60N | 5.61 kg/h |

La Tabla 3, muestra los electrolizadores de escala media de la empresa H2B2. El criterio de selección consideró aspectos técnicos y económicos por lo que fue seleccionado el electrolizador de hidrógeno EL10N, seleccionado por la capacidad media de producción de hidrógeno verde. En el Anexo 2, se presentan las fichas técnicas de la Tabla 3.

a) Cálculo de la demanda de energía del electrolizador EL10N

La Tabla 4, muestra algunas características de la ficha técnica del electrolizador EL10N, la potencia para su funcionamiento es la más baja de los demás electrolizadores. El consumo de agua por hora está al alcance del abastecimiento que se tiene en la sede Ayabacas y el menor tamaño de electrolizador reduce también su precio.

Tabla 4.

Ficha técnica del electrolizador seleccionado de media escala EL10N (H2B2, 2019).

| Electrolizador | EL10N (Proton Exchange Membrane - PEM) |
|---|---|
| Frecuencia | 50Hz / 60Hz |
| Flujo máximo de hidrógeno | 10.05 Nm ³ /h (0.957 kg/h) |
| Potencia (balance planta + pila) | 53.2 kW |
| Consumo pila | 4.7 kWh/Nm ³ H ₂ |
| Consumo potencia AC | 5.3 kWh/Nm ³ H ₂ |
| Consumo de agua | < 20.1 l/hr |

Nota: datos extraídos de catálogo de la empresa H2B2

El electrolizador EL10N trabajará por 09 horas al día para producir 8 kg/día H2V. Este trabajo será alimentado por el generador fotovoltaico (7 horas de trabajo) y por un sistema eólico

(2 horas de trabajo). Con la ecuación (20), determinamos en base a la capacidad del electrolizador (Tabla 3), la producción de hidrógeno para un sistema fotovoltaico y en la ecuación (21), determinamos la producción de hidrógeno para un sistema eólico, finalmente se obtiene la producción total de 8.613 kg/día H₂V.

$$producción_solar = 0.957 \left(\frac{kg}{h} \right) * \left(\frac{7h}{día} \right) = 6.699 \frac{kg}{día} \quad (20)$$

$$producción_eólica = 0.957 \left(\frac{kg}{h} \right) * \left(\frac{2h}{día} \right) = 1.914 \frac{kg}{día} \quad (21)$$

$$producción_total = 8.613 \frac{kg}{día} \quad (22)$$

A continuación, se calculará el consumo energético del electrolizador para el sistema solar fotovoltaico y para el sistema eólico, con el fin de dimensionar la planta y seleccionar el resto de los componentes necesarios. Para ello, se utilizará la ecuación (23), cálculo del consumo diario:

$$consumo_diario = F_H \times E_{AC} \times N_h \quad (23)$$

donde, F_H es el flujo máximo de hidrógeno, E_{AC} es la potencia consumida en CA por el electrolizador seleccionado y N_h son las horas de funcionamiento.

- Flujo máximo de hidrógeno: $F_H = 10.05 \text{ Nm}^3 / \text{h}$ (EL10N, Tabla 3)
- Potencia consumida en AC: $E_{AC} = 5.3 \text{ kWh/Nm}^3$ (EL10N, Tabla 3)
- Horas de funcionamiento sistema solar: $N_h = 7 \text{ h/día}$ (considerando la HSP)
- Horas de funcionamiento sistema eólico: $N_h = 2 \text{ h/día}$

$$consumo_diario_solar = 10.05 \text{ Nm}^3 \times 5.3 \frac{\text{kWh}}{\text{Nm}^3} \times 7 \text{ h} = 372.855 \text{ kWh} / \text{día} \quad (24)$$

$$consumo_diario_eólico = 10.05 \text{ Nm}^3 \times 5.3 \frac{\text{kWh}}{\text{Nm}^3} \times 2 \text{ h} = 106.53 \text{ kWh} / \text{día} \quad (25)$$

Aplicando la ecuación (11), tenemos:

$$P_{pv} = 372.855 * 1 * 1.2 = 447,426 \text{ kWh} / \text{día}$$

$$P_{eólico} = 106.53 * 1 * 1.2 = 127,836 \text{ kWh} / \text{día}$$

$$P_{PV+eólico} = 448 + 128 = 576 [kWh / día]$$

De esta manera se tiene que el sistema fotovoltaico solar deberá cubrir 448 kWh/día y el sistema eólico 128 kWh/día, en ambos casos se aplicó el redondeo para arriba, haciendo un total de 576 kWh/día o una potencia de 64 kW/día. Finalmente, con estos datos fueron dimensionados ambos sistemas.

4.1.2 Dimensionamiento del sistema fotovoltaico

El proceso comienza con la determinación de la demanda eléctrica diaria de la planta de producción de hidrógeno. Esta demanda será cubierta por un sistema fotovoltaico, para lo cual se calcula el número de módulos fotovoltaicos y la potencia pico del sistema (ver Tabla 6). La secuencia de cálculo de la Tabla 6 es la siguiente:

- Se identifica el valor mínimo de la columna 2 (HSP), que corresponde al mes de enero. Este valor se multiplica por la potencia nominal del módulo fotovoltaico (610 W o 0.61 kW), obteniendo así la producción diaria por módulo, que es 3.61 kWh/día (columna 5).
- El número de módulos fotovoltaicos se calcula dividiendo la demanda diaria de energía (columna 3) entre la producción diaria por módulo (columna 5), resultando en 124 módulos, que se redondea al número entero más cercano.
- La potencia pico total del sistema (columna 7) se determina multiplicando el número de módulos (columna 6) por la potencia nominal de cada módulo (0.61 kW), obteniendo un valor de 75.64 kWp para el mes de enero, que se redondea a 76 kWp. Repitiendo todo el procedimiento para los demás meses del año.

Tabla 5.

Determinación de número de módulos fotovoltaicos para electrolizador EL10N.

| Mes | HSP ⁽¹⁾ (kWh/m ²) | Demanda diaria (kWh/día) | Potencia módulo fotovoltaico (kW) | Producción diaria módulo fotovoltaico (kWh/día) | Número de módulos | Potencia pico (kWp) |
|------------|--|--------------------------|-----------------------------------|---|-------------------|---------------------|
| Ene | 5.92 | 448.0 | 0.61 | 3.61 | 124 | 75.64 |
| Feb | 6.72 | 448.0 | 0.61 | 4.10 | 109 | 66.72 |
| Mar | 6.99 | 448.0 | 0.61 | 4.26 | 105 | 64.11 |
| Abr | 6.11 | 448.0 | 0.61 | 3.73 | 120 | 73.32 |
| May | 6.84 | 448.0 | 0.61 | 4.17 | 107 | 65.53 |
| Jun | 7.38 | 448.0 | 0.61 | 4.50 | 100 | 60.75 |
| Jul | 7.18 | 448.0 | 0.61 | 4.38 | 102 | 62.39 |
| Ago | 7.43 | 448.0 | 0.61 | 4.53 | 99 | 60.31 |
| Set | 7.48 | 448.0 | 0.61 | 4.57 | 98 | 59.86 |

| | | | | | | |
|------------|------|-------|------|------|-----|-------|
| Oct | 7.25 | 448.0 | 0.61 | 4.42 | 101 | 61.83 |
| Nov | 6.91 | 448.0 | 0.61 | 4.22 | 106 | 64.83 |
| Dic | 6.44 | 448.0 | 0.61 | 3.93 | 114 | 69.60 |

Nota: la tabla fue elaborada siguiendo la secuencia del párrafo anterior.

⁽¹⁾ los datos fueron obtenidos de PVGIS para lugar del proyecto, recuperado de (https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/)

La Tabla 7, muestra los resultados finales del electrolizador seleccionado para el proyecto, EL10N que funcionará por 7 horas de trabajo diario. Como se muestra en el datasheet del equipo (Anexo 2), el consumo en diario será de 448 kWh/día para una potencia pico de 76 kWp (máxima potencia calculada de la Tabla 6).

Tabla 6.

Resultados del electrolizador EL10N para 7 horas de trabajo diario.

| | EL10N |
|---------------------------------|--------------|
| Consumo (kWh/día) | 448 |
| Almacenamiento | No |
| N° módulos fotovoltaicos | 124 |
| Potencia pico (kWp) | 76 |

Nota: los datos fueron extraídos de catálogo de la empresa H2B2

a) Selección de módulos fotovoltaicos

Inclinación.

Para calcular los grados de inclinación óptima (β) fue utilizado la ecuación 10 en la que se incluyó la latitud del lugar de 15.4°

$$\beta = 3.7 + 0.69(15.4^\circ) = 14.33^\circ \quad (26)$$

Sin embargo, fue adoptada la recomendación del RD-003-2007 – Especificaciones Técnicas y Procedimientos de Evaluación del Sistema Fotovoltaico que menciona:

| Latitud | Mínimo grado de inclinación |
|---------------------------|------------------------------------|
| Igual o menor a 5° | 10° |

Por ese motivo se proyectó una estructura metálica de soporte con ángulo de 20°. Para el sistema fotovoltaico dimensionado se seleccionó el módulo fotovoltaico de marca Tensite de 610 W monocristalino modelo 610M TH Mono, potencia con la que se calculó al número de módulos fotovoltaicos en la Tabla 6.

Este módulo fotovoltaico tiene 132 celdas con tecnología N-Type/TOPCon y presenta una baja degradación para una eficiencia de conversión de hasta 22.6%. La empresa de venta del módulo fotovoltaico es la Emp. Autosolar Perú con fuerte presencia en el mercado nacional de suministro de equipos de energía solar. Lo que garantiza la calidad del producto además de asegurar el suministro de cualquier componente adicional. Otro criterio de selección fue la alta eficiencia para un precio razonable de S/ 531.55 soles (incluido IGV) en el que se incluye el costo del módulo y el envío del producto a la ciudad de Juliaca. La ficha técnica se muestra en el Anexo 3 y algunos datos en la Tabla 8.

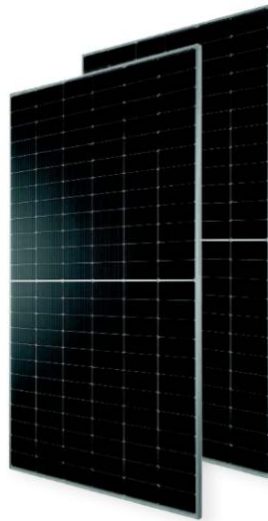


Figura 34. Módulo fotovoltaico 610W Monocristalino N-Type Tensite.

Tabla 7.

Datos de la ficha técnica del módulo fotovoltaico seleccionado.

| Datos eléctricos | EM610-TH |
|-------------------------|-----------------|
| Tipo de módulo | 610M TH Mono |

| | |
|---|---------|
| Máxima potencia (Pmax) | 610 Wp |
| Corriente de potencia máxima (Imp) | 15.34 A |
| Voltaje de potencia máxima (Vmp) | 39.77 V |
| Corriente de cortocircuito (Isc) | 16.05 A |
| Voltaje de circuito abierto (Voc) | 48.10 V |
| Eficiencia del módulo | 22.60 % |

Nota: los datos fueron obtenidos de catálogo de módulo fotovoltaico

En relación a las estructuras de soporte de los módulos fotovoltaicos se seleccionó la estructura para 15 módulos fotovoltaicos de 144c de 20° inclinada del fabricante Falcat Structures y comercializada en el Perú por la Emp. Autosolar Perú. El costo es de S/ 1,987.88 soles (con IGV) para 15 módulos por lo que será necesario de 9 unidades (para 124 módulos). La ficha técnica se muestra en el Anexo 4.

b) Selección del inversor

Para la selección del inversor del sistema fotovoltaico propuesto, se debe garantizar que el inversor cumpla con los requisitos técnicos y operativos necesarios para alimentar de manera eficiente el electrolizador, que requiere una potencia de 76 kWp. El factor de escala $FE = 1.3$ ($1.1 \leq FE \leq 1.5$), fue utilizada la ecuación (25) para calcular la potencia del inversor:

$$FE = \frac{P_{sistemaFV}}{P_{inversorFV}} \rightarrow P_{inversorFV} = \frac{P_{sistemaFV}}{FE} \quad (27)$$

$$P_{inversorFV} = \frac{76}{1.3} = 58.46kW$$

Se obtuvo una potencia de 58.46kW que será redondeado para seleccionar un inversor de 60kW cuya potencia es más comercial.

Además, se tomó en cuenta que el electrolizador EL10N requiere una entrada trifásica de corriente alterna con un voltaje de 3x400 Vac, y una frecuencia de 60 Hz, por lo que el inversor debe ser capaz de proporcionar estas características para asegurar la compatibilidad. Después de evaluar diferentes opciones de las marcas reconocidas, se seleccionó el inversor de la empresa HUAWEI, modelo **Inversor de String Inteligente SUN 2000-60KTL-M0** (la ficha técnica en Anexo 5), que tiene una potencia de 60 kW y una eficiencia del 98.7%. Este modelo

fue elegido por su capacidad para operar con una salida de 400 Vac, cumpliendo con los requisitos del electrolizador y su alta eficiencia asegura una mínima pérdida de energía. Además, el costo accesible del inversor en el mercado peruano (S/ 29,599.46 soles, incluyendo el IGV y envío a provincia) hace que sea una opción económicamente viable para el proyecto. La Figura 35, muestra el inversor trifásico proyectado.

En la Tabla 9, se muestra las especificaciones técnicas más relevantes del inversor trifásico seleccionado de la marca Huawei. Cuya característica a resaltar es el número de strings que es 12, siendo la máxima corriente por string de 22 A. Esto permite una adecuada distribución de los módulos fotovoltaicos del sistema.

Tabla 8.

Especificaciones técnicas del Inversor de String Inteligente SUN 2000-60KTL-M0 de marca Huawei.

| Modelo | SUN2000-60KTL-M0 |
|--|---|
| Entrada CC | |
| Eficiencia máxima | 98.7 % @380 Vac/400 Vac |
| Máxima tensión de entrada | 1,100 V |
| Máx. intensidad por MPPT | 22 A |
| Tensión nominal de entrada | 600 V @380 Vac/ 400 Vac |
| Máx cantidad de entradas | 12 |
| Cantidad de MPPT | 6 |
| Salida AC | |
| Potencia nominal activa de AC | 60 kW |
| Tensión nominal de salida | 220V / 380V, 230V / 400V, default 3W+N+PE; 3W+PE optional in settings 277V / 480V, 3W+PE |
| Factor de potencia ajustable | 0.8 LG ... 0.8 LD |
| Frecuencia nominal de red de CA | 50 Hz / 60 Hz |
| Máx. distorsión armónica total | <3% |

Nota: los datos fueron obtenidos de datasheet del inversor Huawei



Figura 35. Inversor Huawei SUN 2000-60KTL-M0 trifásico.

4.1.3 Dimensionamiento del sistema eólico

El dimensionamiento del sistema eólico se realizó diversos análisis con el fin de evaluar el potencial eólico del lugar del proyecto. Estos estudios son fundamentales para determinar la viabilidad técnica y económica de la instalación de aerogeneradores.

Fueron utilizados los datos de velocidad de viento de dos fuentes, la primera corresponde a la estación meteorológica de la EPIER y la segunda es la base de datos NASA POWER. El promedio de velocidad del viento es bajo no llega a 4 m/s, motivo por el cual no fueron utilizados aerogeneradores de eje horizontal que se usan tradicionalmente. Por ese motivo, se utilizaron aerogeneradores de tipo vertical.

- **Selección del aerogenerador eólico de eje vertical**

Para esta selección, tomamos en cuenta el historial de velocidad del viento en la zona, lo cual nos permite determinar el tipo de aerogenerador más adecuado. En este caso, el análisis de los datos sugiere la implementación de una turbina eólica de eje vertical diseñada para operar a bajas velocidades del viento. Este tipo de turbina es especialmente eficaz en áreas donde las corrientes de aire son menos intensas o variables, maximizando la generación de energía en estas condiciones.

Los estudios realizados por Elsakka et al. (2022) y Francis, Ajayi, y Ojo (2021) han investigado el comportamiento de turbinas eólicas de eje vertical, enfocándose en su rendimiento a bajas velocidades de viento. En particular, la turbina Savonius helicoidal ha sido destacada como una opción óptima dentro de esta categoría. Este tipo de turbina se basa en un

diseño que utiliza palas helicoidales para maximizar la captura del viento, aprovechando el principio de resistencia aerodinámica para generar torque incluso con vientos suaves.

Para el presente proyecto, se seleccionó a la turbina Savonius helicoidal, debido a su capacidad para trabajar eficazmente en bajas velocidades donde otras turbinas no son tan eficientes (la Figura 19 muestra que: C_p entre 0 – 0.15 y velocidades entre 0 – 2 m/s). Su diseño permite aprovechar el flujo de viento en cualquier dirección, sin necesidad de sistemas complejos de orientación. Por lo tanto, basándonos en la investigación existente y el análisis de las condiciones locales, la elección de esta turbina se presenta como una decisión fundamentada y acorde con las características del viento del lugar del proyecto. El costo del equipo en Perú está en S/ 2,539.48 (incluido IGV). La Figura 36 muestra la turbina seleccionada y en el Anexo 6, las características técnicas del equipo.

Como se mencionó anteriormente la potencia que el sistema eólico cubrirá es de 128 kWh/día, para trabajar por 2 horas (o más al ser el periodo de la noche el que presenta mayor velocidad de viento), sin embargo, será necesario el uso de baterías que almacenarán y abastecerán al electrolizador para las 2 horas de funcionamiento. En este caso, el horario de trabajo de los aerogeneradores se amplió a 8 horas cuya energía generada será almacenada y usada por el electrolizador cuando el sistema fotovoltaico deje de operar. Finalmente, el sistema eólico será compuesto de 27 aerogeneradores de eje vertical tipo savonius helicoidal de 600 W c/u para trabajar por 8h cuya energía será almacenada en baterías. Mediante la ecuación (28) se calculó la potencia eólica y con la ecuación (29) se determinó el número de aerogeneradores.



Figura 36. Turbina Savonius helicoidal de 600 W para baja velocidad de viento.

$$P_{eolico} = 128kWh / día * 8h / día = 16kW \quad (28)$$

$$N_{aerogeneradores} = \frac{16000W}{600W} = 26.66 \quad (29)$$

- **Selección del aerogenerador eólico de eje vertical**

Para la selección del aerogenerador eólico de eje vertical, se consideró el historial de velocidad del viento en la zona donde se instalará el sistema, en este caso fue una velocidad considerada no alta, por lo que se seleccionó la turbina de eje vertical. Revisando las empresas del mercado local no se encontró mucha oferta, posteriormente se encontró la oferta de la empresa REXCO. Esta empresa comercializa equipos aerogeneradores, se escogió el aerogenerador tipo RC-600SV Wind Turbine de 600 W, compatible con la velocidad del proyecto.

En relación a la ubicación del proyecto se muestra en la Figura 37, la sede de Ayabacas de la UNAJ, dentro del cual se escogió el lugar para instalar la planta de generación de hidrógeno verde (Figura 38). En esta ubicación serán situados el contenedor del electrolizador, los tanques de almacenamiento, el tanque de agua como parte de la planta de generación. Delante de esa

instalación estará ubicado el generador de energía fotovoltaica junto con los aerogeneradores de viento.



Figura 37. Ubicación general del proyecto dentro de las instalaciones de la sede Ayabacas (Google maps, 2024).



Figura 38. Ubicación de la instalación de la planta de generación de hidrógeno verde en la EPIER – UNAJ (Google maps, 2024).

Para la selección del lugar se consideró una superficie plana donde el terreno no tiene tierra de relleno. Esta ubicación también es favorable para la instalación del generador

fotovoltaico porque actualmente no existen edificaciones que produzcan sombras a la instalación fotovoltaica.

Se determina la potencia nominal instalada del electrolizador, el sistema fotovoltaico y sistema eólico:

- Electrolizador tipo PEM: 53.2 kW
- Sistema fotovoltaico: 75.64 kWp
- Sistema eólico: 16.2 kW

4.2 Capacidad de generación de hidrógeno verde mediante análisis teórico

Los resultados del segundo objetivo específico relacionado a la capacidad de generación de hidrógeno verde. Esto está referido a la cantidad máxima de producción de hidrógeno verde con fuentes de energía renovables (solar fotovoltaica y eólica) utilizando un proceso de electrólisis del agua como se muestra en la Figura 39. Se mide generalmente en kg/día de H₂V o kg/año de H₂V, o también en Nm³/día o Nm³/año de H₂V y está determinada por varios factores clave:

4.2.1 Factores que influyen en la capacidad de generación de hidrógeno verde

- Energía disponible:** Depende de la cantidad de electricidad generada por las fuentes renovables (paneles solares, turbinas eólicas). Cuanta más energía esté disponible, mayor será la capacidad de producción de hidrógeno.
- Tamaño y eficiencia del electrolizador:** El equipo que convierte la electricidad en hidrógeno. La capacidad de un electrolizador se mide en kW (kilovatios) y su eficiencia en el uso de la energía afecta la cantidad de hidrógeno producido. Electrolizadores más grandes y eficientes permiten generar más hidrógeno con menos energía.
- Operación y optimización:** Incluye la gestión inteligente de la energía renovable disponible, permitiendo un uso óptimo de los recursos energéticos a lo largo del día y de las estaciones. El almacenamiento del hidrógeno y la capacidad para operar el electrolizador a potencia variable también influyen en la eficiencia general del sistema.

Finalmente, la capacidad de generación de hidrógeno verde es una métrica que refleja cuánta electricidad renovable puede ser convertida en hidrógeno y está condicionada por el diseño, tamaño y optimización de los componentes del sistema que participan en el proceso.

En la Figura 39, se muestra el esquema del sistema integrado de generación de hidrógeno verde, compuesto por un sistema fotovoltaico, sistema eólico, baterías y un electrolizador. El diagrama muestra como un sistema fotovoltaico como el sistema eólico suministran energía eléctrica al electrolizador, con el apoyo de un banco de baterías que garantiza la estabilidad y continuidad del suministro. El electrolizador utiliza esta energía renovable para producir hidrógeno verde, el cual es almacenado posteriormente en un tanque para hidrógeno. Este esquema resalta la interacción entre las distintos tipos de energía renovable y el proceso de electrólisis, asegurando una producción sostenible de hidrógeno verde.

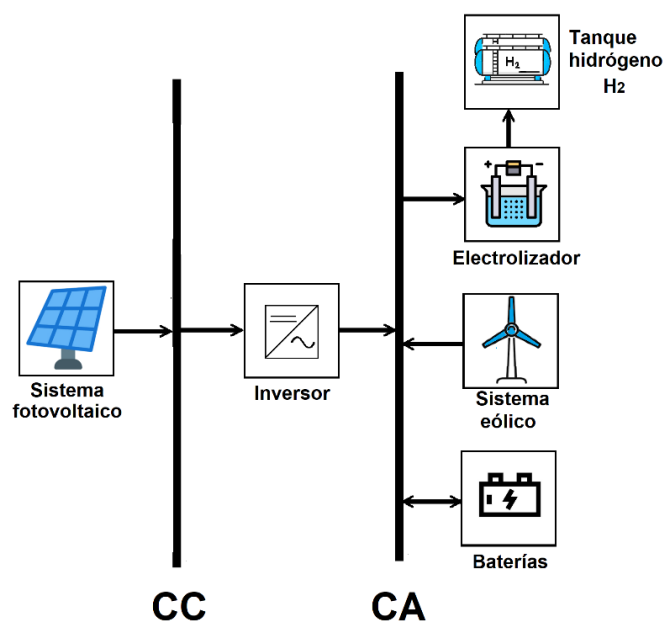


Figura 39. Esquema del sistema de generación de hidrógeno verde con sistema integrado fotovoltaico - eólico - baterías – electrolizador

4.2.2 Estimación teórica de la producción anual de hidrógeno verde

La producción de hidrógeno verde está planteada a 8 kg/día H₂V, lo que resulta una producción al año de 2,920 kg/año H₂V. Esta producción de hidrógeno verde tiene un costo de producción de S/. 1,059,969.47 soles, como se mostró en la Tabla 12, resumen de metrados de la planta de generación de hidrógeno verde.

Estos datos fueron utilizados para calcular la rentabilidad de producción del sistema de generación de hidrógeno verde.

4.2.3 Discusión de resultados y validación con datos de referencia

La presente discusión se fundamenta en los resultados obtenidos en la generación de 8 kg/día de H₂V mediante un sistema híbrido solar fotovoltaico y eólico, que contempla la instalación de 127 módulos fotovoltaicos de 610 Wp y 27 aerogeneradores tipo Savonius de 600 W cada uno. La potencia requerida por el electrolizador es de 64 kW, para un periodo de funcionamiento de 9 horas por día siendo el consumo del electrolizador es de 576 kWh/día.

Estos resultados pueden compararse con el estudio realizado por Masip et al (2021), quien propuso una cadena de valor para la producción de hidrógeno verde en una instalación portuaria en la ciudad de Valparaíso, Chile, donde se dimensionó un sistema fotovoltaico capaz de suministrar 3.08 MW para alimentar un electrolizador tipo PEM y producir 60 kg/día de H₂V, reemplazando un generador diésel. Se observa que la producción de hidrógeno verde en el proyecto de Masip et al (2021), es aproximadamente 7.5 veces mayor que nuestro sistema y la potencia suministrada es de 411 kW, muy superior al calculado en nuestro caso de 64 kW. Esta diferencia en escala refleja las distintas dimensiones y aplicaciones de ambos proyectos, siendo el de Masip et al (2021), orientado a una instalación portuaria con una demanda energética considerablemente mayor. La proporción entre la potencia instalada y la producción de hidrógeno sugiere que nuestro sistema de menor escala, mantiene una relación coherente entre consumo energético y producción, lo que valida la viabilidad técnica del diseño propuesto.

Nuestros resultados también son coherentes con estudios similares realizados en contextos universitarios. Por ejemplo, el proyecto de producción de hidrógeno verde de la Universidad Nacional de Ingeniería (UNI) en Lima, quienes tienen una planta piloto que reporta una producción de 65 kg/día de H₂V mediante electrolisis de agua utilizando un electrolizador tipo PEM (*Proton Exchange Membrane*) como lo mencionó el actual rector Dr. Arturo Talledo (Stakeholders, 2025).

4.3 Análisis económico del sistema de producción de hidrógeno verde

4.3.1 Estimación de costos de inversión y operación (CAPEX y OPEX)

La estimación de los costos de inversión (CAPEX) y operación (OPEX) para el sistema híbrido de producción de hidrógeno verde.

a) Estimación de CAPEX y OPEX del electrolizador

En la Tabla 9, se muestra el CAPEX del electrolizador de hidrógeno y sus accesorios necesarios para la producción de hidrógeno verde.

Tabla 9.

CAPEX del electrolizador de hidrógeno y accesorios.

| Ítem | Descripción | Und | Cant | Costo unitario (€) | Costo unitario (S/.) | Sub-total (S/.) |
|----------------------------|---|-----|------|--------------------|----------------------|-------------------|
| 1 | Electrolizador EL10N | Und | 1 | 160,750.00 | 676,582.65 | 676,582.65 |
| 2 | Tanque de almacenamiento de hidrógeno verde presión máx. 60 bar | Und | 1 | 20,950.00 | 86,073.16 | 86,073.16 |
| 3 | Tratamiento de agua con tanque industrial de 5000 lt | Und | 1 | - | 15,000.00 | 15,000.00 |
| TOTAL DE SUMINISTRO | | | | | | 777,655.81 |

Nota: datos de elaboración propia

La Tabla 10, muestra el OPEX del electrolizador del proyecto, detallando los costos operativos anuales asociados al mantenimiento, consumo de agua, reposición de componentes y gestión del sistema:

Tabla 10.

OPEX del electrolizador de hidrógeno y accesorios.

| Ítem | Descripción | Costo unitario (S/.) | Sub-total (S/.) |
|----------------------------------|---------------------------|----------------------|------------------|
| 1 | Operación y mantenimiento | 455.17 | 5,462.0 |
| 2 | Consumo de agua (5000 lt) | 1,000.0 | 12,000.0 |
| 3 | Reposición de componentes | 1,000.0 | 12,000.0 |
| Total OPEX electrolizador | | | 29,462.00 |

Nota: datos de elaboración propia

b) Estimación del CAPEX y OPEX del sistema fotovoltaico

La Tabla 11, muestra el presupuesto del sistema fotovoltaico que incluye al generador fotovoltaico, estructura de soporte, elementos de conexión y protección para el funcionamiento adecuado de este sistema.

Tabla 11.

CAPEX del sistema fotovoltaico.

| Ítem | Descripción | Und | Cant | Costo unitario (S/.) | Sub-total (S/.) |
|--|--|------------|----------|----------------------|-------------------|
| 1.0 | Generador fotovoltaico | | | | 113,402.58 |
| 1.1 | Módulo fotovoltaico monocristalino 610 Wp | Und | 124 | 531.55 | 65,912.20 |
| 1.2 | Estructura de soporte (para 15 módulos) | Und | 9 | 1,987.88 | 17,890.92 |
| 1.3 | Inversor de string inteligente SUN2000-60KTL-M0 | Und | 1 | 29,599.46 | 29,599.46 |
| 2.0 | Elementos de conexión y protección | | | | 13,260.44 |
| 2.1 | Cable solar H1Z2Z2-K de 6 mm ² 1,5V negro | m | 1000 | 6.58 | 6,580.00 |
| 2.2 | Cable Indeco N2XOH unipolar de 25mm ² | m | 200 | 19.54 | 3,908.00 |
| 2.3 | Cable El Cope desnudo tierra de 6 mm ² | m | 100 | 14.50 | 1,450.00 |
| 2.4 | Interruptor termomagnético DC 2P 25 A | Und | 6 | 30.51 | 183.06 |
| 2.5 | Interruptor termomagnético AC 3P 200 A | Und | 2 | 569.69 | 1,139.38 |
| 3.0 | Ferretería eléctrica | Und | 1 | | 5,000.00 |
| Total CAPEX de sistema fotovoltaico | | | | | 131,663.02 |

Nota: los datos fueron obtenidos del metrado calculado con los costos obtenidos

La Tabla 12, muestra el OPEX del sistema de fotovoltaico del proyecto, detallando los costos operativos anuales asociados al mantenimiento, gestión de activos y centro de monitoreo:

Tabla 12.

OPEX del sistema fotovoltaico

| Ítem | Descripción | Costo unitario (S/.) | Sub-total (S/.) |
|--|---------------------------|----------------------|------------------|
| 1 | Operación y mantenimiento | 455.17 | 5,462.0 |
| 2 | Gestión de activos | 200.0 | 2,400.0 |
| 3 | Centro de monitoreo | 500.0 | 6,000.0 |
| Total OPEX sistema fotovoltaico | | | 13,862.00 |

Nota: datos de elaboración propia

c) Estimación del CAPEX y OPEX del sistema eólico

En la Tabla 13, se muestra el CAPEX correspondiente del sistema eólico para 27 unidades de aerogeneradores tipo savonius helicoidal de 600 W, la potencia total del sistema eólico es de 16.2 kW. Para su funcionamiento debe ser acompañado de controladores de carga en cantidad similar. De la misma forma con los almacenadores de carga, baterías de litio.

Tabla 13.

CAPEX del sistema eólico.

| Ítem | Descripción | Und | Cant | Costo unitario (S/.) | Sub-total (S/.) |
|--------------------------------------|---|-----|------|----------------------|-------------------|
| 1.0 | Aerogenerador eólico | | | | 77,887.44 |
| 1.1 | Aerogenerador RC-600SV Wind Turbine | Und | 27 | 2,539.48 | 68,565.96 |
| 1.2 | Controlador de carga | Und | 27 | 345.24 | 9,321.48 |
| 2.0 | Banco de baterías | | | | 72,763.20 |
| 2.1 | Batería de litio Tensite 4.9 kWh 48V TS-L5000 | Und | 10 | 7,276.32 | 72,763.20 |
| Total CAPEX de sistema eólico | | | | | 150,650.64 |

Nota: los datos fueron obtenidos del CAPEX calculado con los costos obtenidos del aerogenerador

La Tabla 14, muestra el OPEX del sistema eólico del proyecto, detallando los costos operativos anuales asociados al mantenimiento, gestión de activos y centro de monitoreo:

Tabla 14.

OPEX del sistema eólico

| Ítem | Descripción | Costo unitario (S/.) | Sub-total (S/.) |
|----------------------------------|---------------------------|-----------------------------|------------------------|
| 1 | Operación y mantenimiento | 455.17 | 5,462.0 |
| 2 | Gestión de activos | 200.0 | 2,400.0 |
| 3 | Centro de monitoreo | 500.0 | 6,000.0 |
| Total OPEX sistema eólico | | | 13,862.00 |

Nota: datos de elaboración propia

En la Tabla 15, se tiene el consolidado del CAPEX realizado para el sistema de generación de hidrógeno verde. Este monto corresponde al costo total de la planta de generación de hidrógeno verde en la UNAJ.

Tabla 15.

Resumen de CAPEX de la planta de generación de hidrógeno verde.

| Ítem | Descripción | Sub-total (S/.) |
|---|-----------------------------------|------------------------|
| 1 | Electrolizador de hidrógeno verde | 777,655.81 |
| 2 | Sistema fotovoltaico | 131,663.02 |
| 3 | Sistema eólico | 150,650.64 |
| CAPEX total de la planta de generación H2V | | 1,059,969.47 |

Nota: los datos de elaboración propia.

Tabla 16.*Resumen de OPEX de la planta de generación de hidrógeno verde*

| Ítem | Descripción | Sub-total (S/.) |
|---|-----------------------------------|------------------------|
| 1 | Electrolizador de hidrógeno verde | 29,462.0 |
| 2 | Sistema fotovoltaico | 13,862.0 |
| 3 | Sistema eólico | 13,862.0 |
| OPEX total de la planta de generación H2V | | 57,186.00 |

Nota: datos de elaboración propia

4.3.2 Ingresos económicos por venta del hidrógeno producido

Como primera consideración para el cálculo del análisis económico es que el precio del hidrógeno verde será constante para los años considerados en el estudio. En la realidad este precio sufrirá altas y bajas dando mayor o menor rentabilidad al proyecto, para simplificar los cálculos se considerará constante en el tiempo.

Para determinar la inversión inicial, el presupuesto de instalación considera todo porque inicia desde cero. Se debe realizar una adecuación del terreno para la instalación del sistema fotovoltaico, instalación de los contenedores de electrolizador y contenedor de tanques de almacenamiento, instalación del tanque de agua y demás trabajos que involucren instalar una planta de producción de hidrógeno en la universidad. Todos estos factores incrementan el valor inicial y producirán que el retorno se realice a largo plazo. En relación al precio de la energía generada por la planta fotovoltaica y eólica, para este proyecto serán considerados también constantes.

El cálculo de viabilidad de inversión y del proyecto se calculan los ingresos anuales que producirá la planta de generación de hidrógeno verde. Según los datos de H2PERU (2021), que muestran la proyección de los costos del hidrógeno para los sucesivos años hasta el 2050, el costo de producción de hidrógeno verde va a disminuir a medida que pasen los años lo que indica que será competitivo hasta llegar al año 2050. La capacidad renovable de producir energía limpia también se incrementará con los años lo que favorecerá aún más una futura producción de hidrógeno verde en el Perú. En la Tabla 17, se muestran los costos nivelados LCOH proyectados al 2050. Fue realizada una extrapolación para determinar el LCOH del año 2024 y se obtuvo un costo entre 2.94 a 6.88 USD/kg H₂, es así que se toma el promedio de esos valores resultando el monto de 4.91\$/kg H₂ o 18.66 S/kg H₂ (1\$=3.8S/). Con el dato del costo del hidrógeno verde es calculado el ingreso por la venta del mismo utilizando la ecuación (30).

$$\text{Ingresos}_{H_2} = \text{Producción}_{H_2} * \text{Precio}_{H_2} \quad (30)$$

$$\text{Ingresos}_{H_2} = 2920 * 18.66 = S/ 54,487.2 \quad (31)$$

El ingreso anual por la venta del hidrógeno asciende a un monto de S/. 54,487.20 soles (\$ 14,337.7 USD).

Tabla 17.

Costos nivelados del hidrógeno (LCOH) proyectados hasta el año 2050 (H2PERU, 2021).

| Año | LCOH_{total} (USD/kg H₂) | Electrolizador (MW) | Capacidad Renovable (MW) |
|-------------|--|--------------------------------|---|
| 2030 | 2.51 – 5.23 | 630 - 850 | 960 – 1,300 |
| 2040 | 1.78 – 2.48 | 3,350 – 4,530 | 6,000 – 8,130 |
| 2050 | 1.13 – 1.61 | 9,400 – 12,700 | 15,760 – 21,330 |

Nota: los datos fueron obtenidos del metrado calculado con los costos obtenidos del aerogenerador

4.3.3 Gastos de la planta de generación de hidrógeno verde

Los gastos anuales que la planta de generación produce es el consumo de agua que es la materia prima del electrolizador para producir hidrógeno. Según la ficha técnica del electrolizador EL10N que indica el consumo de < 20.1 l/hr, para 9 horas/día tenemos un total de 180.9 l/día, para un año de consumo de 365 días tenemos que el consumo anual de agua será de 66.03 m³/año (5.503 m³/mes). El precio de agua de la red pública en Juliaca para un consumo de 0 a 30 m³ en tarifa comercial es de 2.24 soles/m³, haciendo un total de S/. 12.32 soles/m³. Aquí se agrega el costo por el transporte a la sede Ayabacas tenemos un total de S/.112.32 soles/mes, que al año será S/. 1,347.84 soles /año.

4.3.4 Análisis de rentabilidad de la planta de generación de hidrógeno verde

Para el cálculo de estos parámetros económicos (VAN, TIR) se consideró el periodo útil de la planta de generación de hidrógeno verde a 25 años. Con una tasa de interés de 2% como diversos proyectos lo utilizan (Domínguez, 2020). El costo de mantenimiento se consideró un valor de 0.5 % del costo total.

Tabla 18.*Periodo de retorno de la inversión de la planta de generación de hidrógeno verde*

| Años | Producción H2V (kW·h) | Autoconsumo | Gastos | Ingresos | Costo recambio de equipo | Costo Mantenimiento | Flujo Caja no Actualizado | Ganancias | Flujo Caja Actualizado | Valor Actualizado Neto |
|-------------|------------------------------|--------------------|---------------|-----------------|---------------------------------|----------------------------|----------------------------------|------------------|-------------------------------|-------------------------------|
| 1 | 97324 | 97324 | 1,092,308.75 | 77859 | 600 | 5462 | -1020511 | -1020511 | -1020511 | -1020511 |
| 2 | 96837 | 96837 | 1347.47 | 77470 | 600 | 5462 | 70061 | -950451 | 68687 | -951825 |
| 3 | 96353 | 96353 | 1347.47 | 77082 | 600 | 5462 | 69673 | -880778 | 68307 | -883517 |
| 4 | 95871 | 95871 | 1347.47 | 76697 | 600 | 5462 | 69288 | -811490 | 67929 | -815588 |
| 5 | 95392 | 95392 | 1347.47 | 76313 | 600 | 5462 | 68904 | -742585 | 67553 | -748035 |
| 6 | 94915 | 94915 | 1347.47 | 75932 | 600 | 5462 | 68523 | -674063 | 67179 | -680856 |
| 7 | 94440 | 94440 | 1347.47 | 75552 | 600 | 5462 | 68143 | -605920 | 66807 | -614049 |
| 8 | 93968 | 93968 | 1347.47 | 75174 | 600 | 5462 | 67765 | -538154 | 66437 | -547612 |
| 9 | 93498 | 93498 | 1347.47 | 74798 | 600 | 5462 | 67389 | -470765 | 66068 | -481544 |
| 10 | 93031 | 93031 | 1347.47 | 74424 | 600 | 5462 | 67015 | -403749 | 65701 | -415843 |
| 11 | 92565 | 92565 | 1347.47 | 74052 | 600 | 5462 | 66643 | -337106 | 65337 | -350506 |
| 12 | 92103 | 92103 | 1347.47 | 73682 | 600 | 5462 | 66273 | -270833 | 64974 | -285532 |
| 13 | 91642 | 91642 | 1347.47 | 73314 | 600 | 5462 | 65905 | -204928 | 64612 | -220920 |
| 14 | 91184 | 91184 | 1347.47 | 72947 | 600 | 5462 | 65538 | -139390 | 64253 | -156667 |
| 15 | 90728 | 90728 | 1347.47 | 72582 | 600 | 5462 | 65173 | -74217 | 63895 | -92771 |
| 16 | 90274 | 90274 | 1347.47 | 72219 | 600 | 5462 | 64810 | -9406 | 63540 | -29232 |
| 17 | 89823 | 89823 | 1347.47 | 71858 | 600 | 5462 | 64449 | 55043 | 63186 | 33954 |
| 18 | 89374 | 89374 | 1347.47 | 71499 | 600 | 5462 | 64090 | 119133 | 62833 | 96787 |
| 19 | 88927 | 88927 | 1347.47 | 71142 | 600 | 5462 | 63733 | 182866 | 62483 | 159270 |
| 20 | 88482 | 88482 | 1347.47 | 70786 | 600 | 5462 | 63377 | 246243 | 62134 | 221404 |
| 21 | 88040 | 88040 | 1347.47 | 70432 | 600 | 5462 | 63023 | 309266 | 61787 | 283192 |
| 22 | 87600 | 87600 | 1347.47 | 70080 | 600 | 5462 | 62671 | 371936 | 61442 | 344634 |
| 23 | 87162 | 87162 | 1347.47 | 69729 | 600 | 5462 | 62320 | 434257 | 61098 | 405732 |
| 24 | 86726 | 86726 | 1347.47 | 69381 | 600 | 5462 | 61972 | 496229 | 60757 | 466489 |
| 25 | 86292 | 86292 | 1347.47 | 69034 | 600 | 5462 | 61625 | 557853 | 60417 | 526905 |

Nota. Elaboración propia

El análisis de la Tabla 18, muestra que el periodo de retorno de la inversión para la planta de hidrógeno verde se alcanza en el año 17, momento a partir del cual la inversión comienza a ser rentable, lo que se refleja en un valor de la TIR igual a cero. Esto sugiere que, bajo las condiciones actuales, la inversión requiere un periodo prolongado para generar beneficios económicos.

Tabla 19.

Datos considerados en la determinación del VAN y la TIR

| Datos | Valores | Unidades |
|----------------------------|--------------|----------|
| Producción Anual | 97323.6 | kWh |
| Descenso Producción | 0.5 | % |
| Costo Total | 1,092,308.75 | Soles |
| Precio kWh | 0.8 | Soles |
| Precio Excedente | 0 | Soles |
| Costo Recambio | 15000 | Soles |
| Costo Mant. | 0.5 | % |
| Interés | 2 | % |
| TIR 25 años | 4% | |
| TIR 16 años | 0% | |
| TIR 10 años | -9% | |

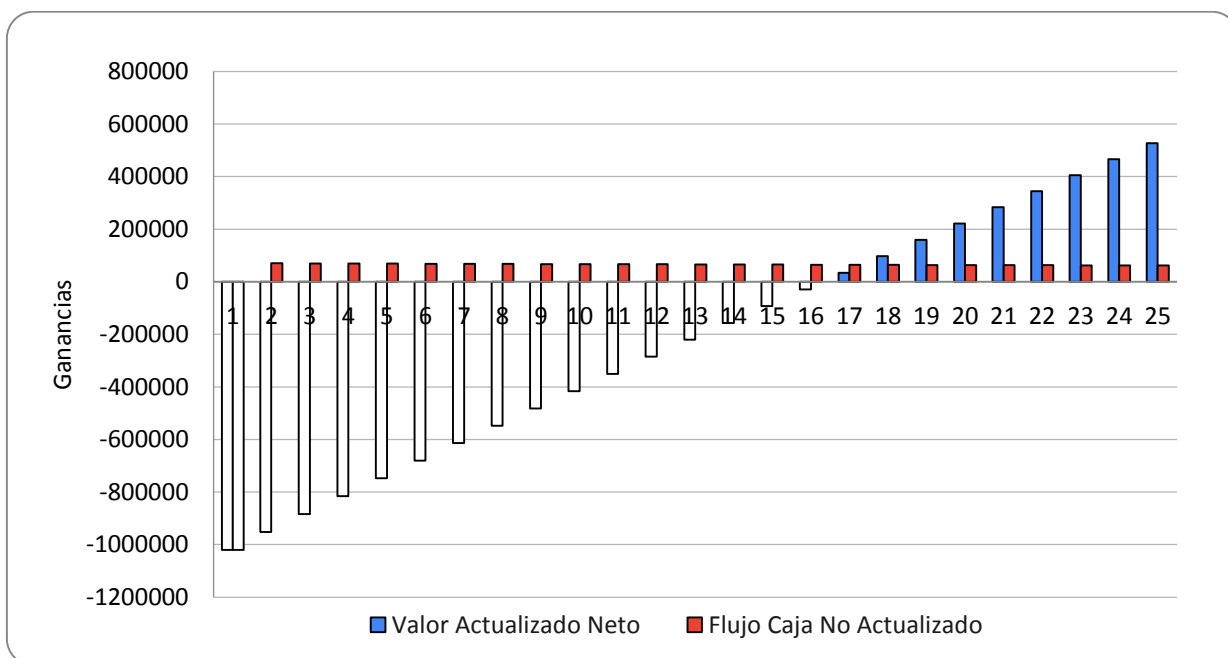


Figura 40. Análisis de la inversión de la planta de producción de hidrógeno verde

Una opción viable para reducir el tiempo de retorno de la inversión sería la financiación o subvención por parte del Estado. En Perú, recientemente se ha aprobado una ley que promueve el uso del hidrógeno verde, estableciendo incentivos económicos y tributarios para su desarrollo. Esto abre una oportunidad para que proyectos como este puedan acceder a beneficios que mejoren su viabilidad económica.

Además, es relevante considerar la tendencia a la disminución de los costos de los equipos relacionados con la producción de hidrógeno verde. Con el apoyo financiero del estado y el avance de la tecnología, se espera que estos costos continúen bajando, lo que hará que proyectos de este tipo sean más competitivos y rentables en el futuro. Por lo tanto, el desarrollo de este tipo de iniciativas será cada vez más atractivo para invertir, impulsando la transición energética utilizando fuentes limpias y sostenibles.

CAPITULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 Conclusiones

Los resultados obtenidos en la presente investigación muestran conclusiones importantes y coherentes con los objetivos planteados. A continuación, presentamos las conclusiones de la investigación:

La conclusión que responde al primer objetivo específico muestra que se determinó la viabilidad técnica de la integración de un sistema solar fotovoltaico y eólico. Esta integración mostró que este sistema híbrido de energía solar fotovoltaica y eólica es técnicamente viable para la producción de hidrógeno verde en la Universidad Nacional de Juliaca. Las condiciones climatológicas, como los altos niveles de radiación solar (6.5 kWh/m^2) junto con la baja temperatura (rango de 1°C a 7°C) y la velocidad del viento ($< 3\text{m/s}$ adecuadas para turbinas de eje vertical), permiten que ambos sistemas complementen su producción de energía, lo que garantiza un suministro estable de electricidad para el electrolizador. Esta configuración asegura un aprovechamiento óptimo de los recursos renovables disponibles en la región de esta manera se promociona el uso de estas fuentes renovables de energía.

El análisis realizado para el segundo objetivo específico permitió determinar la capacidad potencial de generación de hidrógeno verde del proyecto, mediante un enfoque teórico basado en la utilización de los recursos energéticos renovables como la energía solar y eólica. A partir de este análisis, se determinó que la producción será de 8 kg de hidrógeno verde por día. Esta cifra, aunque aparentemente reducida, refleja una producción acorde a la realidad económica planteada por el presente estudio y al aprovechamiento eficiente de las condiciones climáticas y geográficas de la región para la generación de energía limpia. La producción de hidrógeno con fuente de origen solar fue 6.699 kg/día, y para la producción de hidrógeno de fuente de origen eólico fue 1.914 kg/día, finalmente se puede resumir que el total de producción de hidrógeno es 8.613 kg/día.

Sobre el análisis económico del tercer objetivo específico del sistema revela que, a partir del año 17 se obtienen resultados positivos en el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR), indicando que el proyecto comienza a generar ganancias y se torna rentable. La

implementación de un sistema combinado de energía solar fotovoltaica y eólica para la producción de hidrógeno verde en la Universidad Nacional de Juliaca se demuestra, así como una opción viable a largo plazo. A pesar de que la inversión inicial es considerable, los costos operativos y de mantenimiento son relativamente bajos, lo que contribuye a la sostenibilidad financiera del proyecto.

Teniendo como base los párrafos anteriores se tiene la conclusión respecto al objetivo general, que el análisis técnico y económico del sistema solar fotovoltaico y eólico para la producción de hidrógeno verde en la Universidad Nacional de Juliaca demuestra que este enfoque es viable tanto en términos de generación de energía como de costos. El costo total del proyecto asciende a un monto de S/, 1,059,969.47 soles. La integración de estas tecnologías permite aprovechar los recursos renovables de la región, como la radiación solar y el viento, para producir hidrógeno verde de manera sostenible. Además, el proyecto ofrece una solución eficiente para contribuir a la transición energética, con potencial para reducir la dependencia de combustibles tradicionales.

5.2 Recomendaciones

Con los resultados obtenidos en el presente proyecto de investigación se plantea las siguientes recomendaciones:

- Realizar estudios de optimización en diferentes ubicaciones geográficas para analizar el impacto de las condiciones climáticas y la disponibilidad de recursos renovables sobre la producción de hidrógeno verde.
- Realizar un estudio de evaluación de nuevas tecnologías de electrolizadores donde se investigue el impacto de diferentes tipos de electrolizadores (PEM, alcalinos, de óxido sólido) en la eficiencia y costos de producción de hidrógeno.
- Implementar un análisis del ciclo de vida de los sistemas de producción de hidrógeno verde.
- Desarrollar modelos económicos que consideren escenarios variables de costos, incentivos y precios de mercado, para mejorar la evaluación de la rentabilidad y viabilidad a largo plazo de proyectos de hidrógeno verde basados en sistemas exclusivamente fotovoltaicos.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Acosta, S. (2019). *Diseño de un generador de hidrógeno para mejorar el rendimiento de un motor de combustión interna de 1468 cc - PROMAE VES - LIMA*. Villa El Salvador - Lima}: Universidad Nacional Tecnológica de Lima Sur.
- AeroGeneradores. (2022). *Aerogeneradores.com*. Recuperado el 11 de 05 de 2024
- Alavi, O., Mostafaeipour, A., & Qolipour, M. (2016). Analysis of hydrogen production from wind energy in the southeast of Iran. *International Journal of Hydrogen Energy*, págs. 15158-15171.
- Al-Sharafi, A., Sahin, A., Ayar, T., & Yilbas, B. (2017). Techno-economic analysis and optimization of solar and wind energy systems for power generation and hydrogen production in Saudi Arabia. *Renewable and sustainable energy reviews*, págs. 33-49.
- AmericaEconomía. (2025). *América Economía - Gobierno peruano aprueba megaproyecto de hidrógeno verde por más de US\$ 11.200 millones*. Recuperado el 05 de 06 de 2025, de <https://www.americaeconomia.com/negocios-e-industrias/gobierno-peruano-aprueba-megaproyecto-de-hidrogeno-verde-por-mas-de-us-11200>
- Asian Development Bank. (2018). *Handbook on battery energy storage system*. Philippines: Asian Development Bank. doi:<https://dx.doi.org/10.22617/TCS189791-2>
- Avilés, C. (2020). *El nuevo mapa del Hidrógeno verde en Chile: estrategia nacional del Hidrógeno verde*. Santiago: Gobierno de Chile.
- Awad, M., Said, A., Saad, M., Farouk, A., Mahmoud, M., Alshammari, M., . . . Omar, A. (2024). A review of water electrolysis for green hydrogen generation considering PV/wind/hybrid/hydropower/geothermal/tidal and wave/biogas energy systems, economic analysis, and its application. *Alexandria Engineering Journal*, págs. 213-239.
- Bances, C. (2023). *Estudio de la utilización del hidrógeno verde en la locomoción del transporte pesado. Transportes Pakatnamu*. Lambayeque: Tesis para optar el título de Ingeniero Mecánico Electricista.

- Cancino, R. (2021). *Producción y almacenamiento de hidrógeno verde para aplicaciones energéticas en Chile*. Santiago de Chile: Memoria para optar el título de Ingeniera Civil Mecánica - Universidad de Chile.
- Caravantes, D., & Carbajal, J. (2022). *Potencial de producción de H₂ verde a partir de la electrólisis del agua en la región Piura*. Piura: Tesis de pregrado - Universidad de Piura.
- Castejon, A., & Santamaria, G. (2010). *Instalaciones solares fotovoltaicas*. Editex S.A.
- Celdares. (2019). *CeldaresMx*. Recuperado el 08 de 03 de 2024, de <https://celdares.mx/tipos-de-paneles-solares-segun-su-aplicacion/>
- CES, A. (2021). *Hacia una Estrategía Nacional Hidrógeno 2030*. Buenos Aires: Consejo Económico y Social de Argentina.
- DEXMA. (2022). *Energy SpaceWell*. Recuperado el 23 de 02 de 2024, de <https://www.dexma.com/es/blog-es/la-energia-eolica-marina-un-actor-clave-en-la-transicion-energetica/>
- Domínguez, Á. (2020). *Estudio de viabilidad técnica y económica de una planta para la producción diaria de 20 kg de hidrógeno verde con energía solar fotovoltaica*. Valencia, España.: Universidad Politécnica de Valencia.
- Eberle, U., & Helmolt, R. (2016). GM HydroGen4 – A Fuel Cell Electric Vehicle based on the Chevrolet Equinox. *Fuel Cells: Data, Facts and Figures*, págs. 75-86.
- ElPeruano. (2024). Decreto legislativo que modifica el Artículo 2 de la Ley N°31992, Ley de fomento del hidrógeno verde, para promover el desarrollo del hidrógeno verde. *Normas legales*, pág. 7.
- ElPeruano. (2024). Ley de fomento del Hidrógeno Verde. *Normas Legales*, págs. 8-10.
- Elsakka, M., Ingham, D., Ma, L., Pourkashanian, M., Moustafa, G., & Elhenawy, Y. (2022). Response surface optimisation of vertical axis wind turbine at low wind speeds. *Energy Reports*, págs. 10868-10880.

- ENEL. (2020). *Wayra I: la energía del viento impulsando una nueva era*. Recuperado el 01 de 03 de 2024, de <https://www.enel.pe/es/sostenibilidad/wayra-i-la-primera-central-eolica-de-enel-en-peru.html>
- ENGIE. (2022). *Engie-energia*. Recuperado el 15 de 03 de 2024, de <https://engie-energia.pe/historias/buen-viento-en-punta-lomitas>
- ESAN. (2022). *ConexiónEsan*. Recuperado el 18 de 01 de 2024, de <https://www.esan.edu.pe/conexion-esan/van-tir-y-pay-back-que-son-y-en-que-se-diferencian>
- Francis, M., Ajayi, O., & Ojo, J. (2021). Development of a novel airfoil for low wind speed vertical axis wind turbine using QBlade simulation tool. *Fuel Communications*, pág. 100028.
- García, N. (2021). *Industria del hidrógeno verde: costos de producción*. Santiago de Chile, Chile: Asesoría Técnica Parlamentaria - Biblioteca del Congreso Nacional de Chile.
- García, N., Torres, R., & Vivanco, E. (2020). Desarrollo del mercado de Hidrógeno verde en Chile. *Biblioteca del Congreso Nacional de Chile - Asesoría Técnica Parlamentaria*, 01- 12.
- GOB.PE. (2025). *Plataforma del Gobierno Peruano*. Recuperado el 08 de 06 de 2025, de <https://www.gob.pe/institucion/regionarequipa/noticias/1121986-megaproyecto-de-hidrogeno-verde-en-arequipa>
- González, G. (2022). *Integración eólica y solar fotovoltaica en edificios residenciales*. Madrid: Universidad Politécnica de Madrid.
- Guo, X., Zhu, H., & Zhang, S. (2023). Overview of electrolyser and hydrogen production power supply from industrial perspective. *International Journal of Hydrogen Energy*, págs. 1048-1059.
- H2B2. (2019). *Hydrogen clean energy carrier*. Recuperado el 15 de 03 de 2024, de <https://www.h2b2.es/electrolyzers/>
- H2PERU. (2021). *Potencial del hidrógeno verde en el Perú*. Lima: ENGIE Impact.

- Hatari, U. (2024). <https://utils.hatarilabs.com/>. Recuperado el 30 de 07 de 2024, de <https://utils.hatarilabs.com/>
- HCDN, D. (2021). *Camara de Diputados de Argentina*. Recuperado el 14 de 04 de 2023, de <https://www.hcdn.gob.ar/>: <https://www.hcdn.gob.ar/>
- HelioEsfera. (2020). *HelioEsfera*. Recuperado el 05 de 03 de 2024, de <https://www.helioesfera.com/irradiancia-irradiacion-y-radiacion-solar/>
- Hill, S., Bamisile, O., Hatton, L., Staffell, I., & Jansen, M. (2024). The cost of clean hydrogen from offshore wind and electrolysis. *Journal of Cleaner Production*, pág. 141162.
- HiPower. (22 de 02 de 2024). *Hi Power Energía Solar y Almacenamiento*. Obtenido de 2024.
- IRENA. (2022). *Geopolitics of the Energy Transformation: the hydrogen factor*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.
- IRENA, I. (2022). *Global hydrogen trade to meet the 1.5°C Climate Goal - Part III - Green hydrogen cost and potential*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.
- Jiang, T. (2021). *Development of alkaline electrolyzer electrodes and their characterization in overall water splitting*. Paris: Université Bourgogne Franche-Comté HAL Open Science.
- Jimenez, F. (2020). *Evaluación técnica y económica del uso del hidrógeno verde en aplicaciones para la industria y desplazamiento de combustible fósil*. Santiago de Chile: Memoria para optar el título de Ingeniero Civil Eléctrico - Universidad de Chile.
- Kazimierski, M. (2021). Hidrógeno verde en Argentina ¿un nuevo orden extractivo? *Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas*, 103-108.
- Lentech, W. (2023). *Water Treatment Solutions*. Recuperado el 15 de 02 de 2023, de <https://www.lenntech.es/applications/hydrogen.htm>
- Masip, Y., Rodríguez, P., Rodríguez, A., & Carmona, R. (2021). Green Hydrogen Value Chain in the Sustainability for Port Operations: Case Study in the Region of Valparaiso, Chile. *Sustainability*, págs. 1-17. doi:<https://doi.org/10.3390/su132413681>

- Matute, G., Yusta, J., Beyza, J., & Monteiro, C. (2022). Optimal dispatch model for PV-electrolysis plants in self-consumption regime to produce green hydrogen: A Spanish case study. *International journal of hydrogen energy*, págs. 25202-25213.
- McKinsey & Company, M. (2021). *Hydrogen Insights*. EEUU: Hydrogen Council.
- Montagne, R. (2016). *Diseño de un generador de hidrogeno como combustible para los motores de combustión de ciclo Otto en la región Puno - 2015*. Puno: Universidad Nacional del Altiplano Puno.
- Nahui-Ortiz, J., Mendoza, A., & Camarena-Gamarra, C. (2021). Producción de hidrógeno a partir de energía eólica en un campus universitario ubicado en Lima - Perú. *19th LACCEI International Multi-Conference for Engineering, Education and Technology* (págs. 1-5). Buenos Aires - Argentina: LACCEI.
- Otovo. (2022). *Otovo*. Recuperado el 07 de 03 de 2024, de <https://www.otovo.es/blog/placas-solares/placas-solares-monocristalinas/>
- Pareja-Aparicio, M. (2020). *Radiación solar y su aprovechamiento energético*. Marcombo.
- Perpiñan, O. (2023). *Energía Solar Fotovoltaica*. Libre acceso.
- Pinto, M. (2013). *Fundamentos de Energía Eólica*. Rio de Janeiro: LTC.
- Pinto, M. (2014). *Fundamentos de energía eólica*. Rio de Janeiro: LTC.
- Qolipour, M., Mostafaeipour, A., & Mohseni, O. (2017). Techno-economic feasibility of a photovoltaic-wind power plant construction for electric and hydrogen production: A case study. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, págs. 113-123.
- Ramakrishnan, S., Delpisheh, M., Convery, C., Niblett, D., Vinothkannan, M., & Mamlouk, M. (2024). Offshore green hydrogen production from wind energy: Critical review and perspective. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, pág. 114320.
- Rao, A., Yin, F., & Werij, H. (2020). Energy Transition in Aviation: The Role of Cryogenic Fuels. *Aerospace*, pág. 181.

- Santibáñez , A. (2022). *Producción de hidrógeno verde a partir de energía solar fotovoltaica para aplicaciones energéticas en la minería chilena*. Barcelona: Universitat de Barcelona.
- Senado, C. (2020). *Senado de la República de Colombia*. Recuperado el 15 de 03 de 2023, de <https://www.senado.gov.co/index.php/documentos/comisiones/constitucionales/comision-quinta/proyectos-de-ley/proyectos-de-ley-y-ponencias-periodo-constitucional-2018-2022/proyectos-de-ley-y-ponencias-legislatura-20-julio-2020-20-julio-2021/p-de-l-no-371-20>
- SFE-Solar. (2024). *SUN-FIELDS*. Recuperado el 07 de 03 de 2024, de <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/como-varia-la-captacion-de-energia-solar-en-superficies-inclinadas/>
- Silveira, J. (2016). *Sustainable Hydrogen Production Processes*. Springer.
- SOLTEC. (2020). *Energías Renovables: El periodismo de las energías limpias*. Recuperado el 27 de 02 de 2024, de <https://www.energias-renovables.com/fotovoltaica/por-que-la-tecnologia-perc-se-20180306>
- Stakeholders. (2025). *Hidrógeno verde en la UNI*. Recuperado el 10 de 06 de 2025, de <https://stakeholders.com.pe/opinion/arturo-talledo/hidrogeno-verde-en-la-uni/>
- Stargate, H. (2023). *Hydrogen Storage Solutions: Innovations and Advances*. Recuperado el 15 de 07 de 2024, de <https://stargatehydrogen.com/blog/hydrogen-storage-solutions/>
- SUNFIELDS. (2015). *Sunfields Europe*. Recuperado el 11 de 03 de 2024
- Tecnosolab. (2020). *Tecnosolab*. Recuperado el 18 de 02 de 2024, de <https://tecnosolab.com/noticias/tecnologia-perc-y-half-cell-en-paneles-solares/>
- TUVSUD. (2022). *Cadena de valor hidrógeno*. Recuperado el 22 de 02 de 2024, de <https://www.tuvsud.com/es-es/temas/hidrogeno/cadena-valor-hidrogeno/produccion-hidrogeno>
- Vigilancer. (2022). *VIGILANCER El potencial económico del hidrógeno verde: un análisis prospectivo para 2050*. Recuperado el 28 de 02 de 2024, de


<https://www.vigilancer.es/index.php/2022/06/02/hidrogeno-verde-analisis-prospectivo/>

Villarrubia, M. (2013). *Ingeniería de la Energía Eólica*. México: Alfaomega Grupo Editor.

WEG. (2024). *Weg Productos y soluciones*. Recuperado el 23 de 02 de 2024, de <https://www.weg.net/institutional/PG/es/news/productos-y-soluciones/weg-y-alupar-firman-acuerdo-para-autoproduccion-de-energia-eolica>

ANEXOS

ANEXO 1 – Ley de fomento del hidrógeno verde

| 8 | NORMAS LEGALES | Sábado 23 de marzo de 2024 /  El Peruano |
|---|---|---|
| <p>q. Realizar actos de hostigamiento sexual en contra de sus compañeros de trabajo, superior jerárquico u otras personas con las que hubiera tenido contacto con motivo de las labores asignadas.</p> <p>r. Incumplir las normas referidas a la seguridad y la salud en el trabajo.</p> <p>s. Incumplir las normas establecidas en la presente ley.</p> <p>t. Otras infracciones que señale la Ley y su reglamento.</p> <p>20.2. Las infracciones a las que se refiere el presente artículo se clasifican en leve, grave o muy graves, siendo aplicables las sanciones de suspensión temporal o destitución, según corresponda. El reglamento de la presente ley establece la gradualidad de las faltas, según su gravedad, en concordancia con los principios de tipicidad, razonabilidad y proporcionalidad.</p> <p>Artículo 21. Sanciones Las sanciones aplicables por las faltas señaladas en el artículo precedente son las establecidas en el artículo 88 de la Ley 30057, Ley del Servicio Civil; además de ellas, el reglamento de la presente ley establece una escala de gradualidad de sanciones bajo los principios de tipicidad, razonabilidad y proporcionalidad.</p> <p>Artículo 22. Procedimiento administrativo-disciplinario Las sanciones se aplican previo procedimiento administrativo-disciplinario, conforme a lo dispuesto en la Ley 30057, Ley del Servicio Civil, y su reglamento general aprobado por el Decreto Supremo 040-2014-PCM.</p> <p>DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS FINALES</p> <p>PRIMERA. Reglamentación El Poder Ejecutivo aprueba el reglamento de la presente ley en un plazo no mayor de ciento veinte días calendario contados desde su entrada en vigencia.</p> <p>SEGUNDA. Aplicación de la presente ley a los guardaparques regionales Los gobiernos regionales pueden aplicar el régimen laboral desarrollado en la presente ley y su reglamento a favor de los guardaparques que trabajan en las áreas de conservación regional, si éste les resulta más favorable a su régimen laboral actual.</p> <p>TERCERA. Aplicación automática de la presente ley al guardaparque nacional activo El guardaparque que se encuentre laborando, bajo la modalidad de contrato administrativo de servicios (CAS), regulado en el Decreto Legislativo 1057, al momento de la publicación de la presente ley, será considerado en el nivel de grupo ocupacional establecido en el artículo 14, de acuerdo con los años que viene desempeñándose como guardaparque en el SERNANP. Solo para estos casos no se aplicará la evaluación de desempeño laboral.</p> <p>El guardaparque del régimen laboral del Decreto Legislativo 728, Ley de fomento del empleo, podrá acogerse al régimen especial previsto en la presente ley de manera voluntaria.</p> <p>CUARTA. Ejecución de la presente ley En un plazo de hasta noventa días calendario contados desde el inicio de la vigencia de la presente ley, el SERNANP culmina con las acciones necesarias para realizar las incorporaciones del personal, conforme a lo dispuesto en la tercera disposición complementaria final.</p> <p>DISPOSICIÓN COMPLEMENTARIA MODIFICATORIA</p> <p>ÚNICA. Modificación del artículo 2 del Decreto Legislativo 1057, Decreto Legislativo que regula el régimen especial de contratación administrativa de servicios Se modifica el artículo 2 del Decreto Legislativo 1057, Decreto Legislativo que regula el régimen especial de</p> | <p>contratación administrativa de servicios, con el siguiente texto:</p> <p>*Artículo 2.- Ámbito de aplicación El régimen especial de contratación administrativa de servicios es aplicable a toda entidad pública sujeta al Decreto Legislativo 276, Ley de Bases de la Carrera Administrativa y de Remuneraciones del Sector Público, y a otras normas que regulan carreras administrativas especiales; asimismo, a las entidades públicas sujetas al régimen laboral de la actividad privada, con excepción de las empresas del Estado, el Seguro Social de Salud (ESSALUD), y los guardaparques del Servicio Nacional de Áreas Naturales Protegidas por el Estado (SERNANP)*.</p> <p>POR TANTO:</p> <p>Habiendo sido reconsiderada la Ley por el Congreso de la República, insistiendo en el texto aprobado en sesión del Pleno realizada el día catorce de diciembre de dos mil veintitrés, de conformidad con lo dispuesto por el artículo 108 de la Constitución Política del Perú, ordeno que se publique y cumpla.</p> <p>En Lima, a los veintidós días del mes de marzo de dos mil veinticuatro.</p> <p>ALEJANDRO SOTO REYES Presidente del Congreso de la República</p> <p>ARTURO ALEGRÍA GARCÍA Primer Vicepresidente del Congreso de la República</p> <p>2273432-1</p> <p>LEY N° 31992</p> <p>LA PRESIDENTA DE LA REPÚBLICA</p> <p>POR CUANTO:</p> <p>LA COMISIÓN PERMANENTE DEL CONGRESO DE LA REPÚBLICA;</p> <p>Ha dado la Ley siguiente:</p> <p>LEY DE FOMENTO DEL HIDRÓGENO VERDE</p> <p>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), coadyuvando al cumplimiento de la Contribución Determinada a Nivel Nacional (NDC) del país.</p> <p>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.</p> <p>Artículo 3. Usos del hidrógeno verde</p> <p>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 y 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 fertilizantes, líquidos orgánicos, metanol y otros.</p> | |

3.2. El fomento de la generación, la producción y el uso del hidrógeno verde se realiza en alianza con el sector privado generando condiciones de trabajo colaborativo 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 influencia y la captación de recursos humanos nacionales de alta especialización e innovación tecnológica.

Artículo 4. Política y planificación

4.1. El Ministerio de Energía y Minas (Minem) formula las políticas y los planes energéticos sectoriales para el desarrollo de la cadena de valor del hidrógeno verde, desde su producción hasta su uso final, los que deben estar alineados 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 fomenten el desarrollo de la cadena de valor del hidrógeno verde, desde su producción hasta su uso final, garantizan:

- 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 emergencia climática.
- b) Las acciones y los plazos 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 emergencia climática.
- c) La implementación de las recomendaciones del grupo de trabajo multisectorial de naturaleza temporal con el objeto de proponer alternativas regulatorias y promocionales que impulsen y viabilicen el desarrollo de proyectos relacionados al hidrógeno verde en el país, creado con la Resolución Ministerial 165-2023-MINEM/DM, consideradas en el Informe final de dicho grupo de trabajo multisectorial.
- d) La planificación territorial en todo el ámbito nacional para el establecimiento de polos productivos con centros de desarrollo y plantas de producción y transformación de hidrógeno verde.
- e) El otorgamiento de beneficios económicos y tributarios para la investigación, la producción, la transformación, el transporte, la comercialización, la exportación y el uso del hidrógeno verde como combustible y como vector energético en sus diferentes aplicaciones.
- f) La aplicación industrial del hidrógeno verde como combustible de uso vehicular, agrícola, industrial, aéreo, marítimo, para transporte público y de carga, y otras aplicaciones no energéticas que demanden combustibles fósiles.
- g) Incentivar el desarrollo y la producción de hidrógeno verde a nivel industrial a partir de los excedentes de energía eléctrica renovable y para su aplicación como mezcla en la red de gas.
- h) Obtención de financiamiento internacional para el impulso de proyectos de desarrollo y producción de hidrógeno verde.

l) La dación oportuna del marco normativo complementario para el desarrollo del hidrógeno verde.

4.3. Para la formulación de las políticas y los planes que fomenten el desarrollo de la cadena de valor del hidrógeno verde, desde su producción hasta su uso final, se garantiza la participación de los diferentes sectores del Gobierno Nacional, los gobiernos regionales, de las instituciones privadas y de las universidades.

Artículo 5. Certificación de origen verde

El Ministerio de Energía y Minas (Minem) establece en el reglamento de la presente ley los requisitos necesarios para la obtención de la certificación de origen verde del hidrógeno verde para lo cual coordina con los sectores involucrados.

Artículo 6. Investigación científica y tecnológica del hidrógeno verde

El Consejo Nacional de Ciencia, Tecnología e Innovación Tecnológica (Concytec), a través del Programa Nacional de Investigación Científica y Estudios Avanzados (Prociencia), desarrolla las siguientes acciones:

- a) Fomenta la investigación científica y tecnológica destinada a generar los conocimientos necesarios para el aprovechamiento de los recursos energéticos renovables, enfatizando en el desarrollo, la producción, la transformación y la industrialización del hidrógeno verde como combustible y como vector energético en sus diferentes aplicaciones, y como insumo en procesos industriales, ya sea como hidrógeno o subproductos, tales como fertilizantes, líquidos orgánicos, metanol y otros.
- b) Fomenta el desarrollo de la ciencia y la tecnología en materia de energía del hidrógeno verde y la formación de recursos humanos altamente especializados para la investigación científica y tecnológica en los recursos energéticos renovables, enfatizando en el desarrollo, la producción, la transformación y la industrialización del hidrógeno verde, con la participación de las universidades.

Artículo 7. Emprendimientos, innovación y transferencia tecnológica en hidrógeno verde

El Ministerio de la Producción (Produce), a través del Programa Nacional de Desarrollo Tecnológico e Innovación (Proinnovate), fomenta la implementación de programas para promover proyectos e emprendimientos de innovación y de transferencia tecnológica en materia de energía mediante la producción, la transformación, la logística y el transporte del hidrógeno verde como combustible y como vector energético en sus diferentes aplicaciones. También como insumo en procesos industriales ya sea como hidrógeno o subproductos tales como fertilizantes, líquidos orgánicos, metanol y otros.

DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS FINALES

PRIMERA. Declaración de Interés nacional

Se declara de Interés nacional 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 de su utilización en la matriz energética, 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).

SEGUNDA. Financiamiento

La implementación de lo establecido en la presente ley se financiará con cargo al presupuesto institucional de las entidades correspondientes.

TERCERA. Reglamentación

El Poder Ejecutivo, en un plazo no mayor de ciento ochenta días calendario contados a partir de la entrada en vigor de la presente ley, aprobará el reglamento y la normativa adicional que sea necesaria para la aplicación de esta ley.

Comuníquese a la señora Presidenta de la República para su promulgación.

En Lima, al primer día del mes de marzo de dos mil veinticuatro.

ALEJANDRO SOTO REYES
Presidente del Congreso de la República

ARTURO ALEGRÍA GARCÍA
Primer Vicepresidente del Congreso de la República

A LA SEÑORA PRESIDENTA DE LA REPÚBLICA

POR TANTO:

Mando se publique y cumpla.

Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, a los veintidós días del mes de marzo del año dos mil veinticuatro.

DINA ERCILIA BOLUARTE ZEGARRA
Presidenta de la República

GUSTAVO LINO ADRIANZEN OLAYA
Presidente del Consejo de Ministros

2273433-1

PODER EJECUTIVO**DECRETOS DE URGENCIA****DECRETO DE URGENCIA
N° 006-2024****DECRETO DE URGENCIA QUE ESTABLECE
MEDIDAS EXTRAORDINARIAS EN MATERIA
ECONÓMICA Y FINANCIERA PARA LA
SOSTENIBILIDAD FISCAL, EL EQUILIBRIO
PRESUPUESTARIO Y LA EFICIENCIA
DEL GASTO PÚBLICO**

LA PRESIDENTA DE LA REPÚBLICA

CONSIDERANDO:

Que, de conformidad con el inciso 19) del artículo 118 de la Constitución Política del Perú, el Presidente de la República puede dictar medidas extraordinarias, mediante decretos de urgencia con fuerza de ley, en materia económica y financiera, cuando así lo requiere el interés nacional y con cargo de dar cuenta al Congreso, para lo cual deben cumplirse los criterios exógenos y endógenos establecidos en la jurisprudencia emitida por el Tribunal Constitucional;

Que, la regla fiscal vigente para el año 2024, señalada en la Ley N° 31541, Ley que dispone la adecuación a las reglas macrofiscales para el Sector Público No Financiero, al contexto de reactivación de la economía, indica que el déficit fiscal no puede ser mayor a 2,0% del PBI en 2024, lo cual requiere que regularmente cada mes se deba reducir el déficit fiscal en el presente año, tomando en consideración que el déficit fiscal al cierre de 2023 fue equivalente a 2,8% del PBI y este debe llegar a al límite máximo de 2,0% del PBI a finales de 2024. Este proceso requiere una importante

recuperación de los ingresos fiscales y una moderación del crecimiento del gasto público;

Que, contrario al proceso de reducción paulatino esperado, el déficit fiscal anualizado a febrero de 2024 ascendió a 3,0% del PBI en un contexto en el que los ingresos fiscales continúan reduciéndose de manera imprevisible y muestran un débil proceso de recuperación, y en el que el gasto público continuó incrementándose, con lo cual se dificulta revertir el incumplimiento de la meta de déficit fiscal para el presente año; más aún cuando contrario a la mejora esperada de los ingresos fiscales, en febrero de 2024, estos registraron una fuerte caída (-7,2% real), reflejo de la aún lenta recuperación de la actividad económica, un debilitado sector externo (menores importaciones y cotizaciones de materias primas), el uso de menores coeficientes y saldos a favor del contribuyente que reducen el pago del Impuesto a la Renta de Tercera Categoría (IR3ra); sumándose a dicho contexto económico los múltiples factores de riesgo que viene afectado y podrían continuar afectando el crecimiento de la actividad económica y, en consecuencia, las finanzas públicas del país en 2024;

Que, la reducción del déficit fiscal es crucial para preservar la sostenibilidad fiscal, la cual es uno de los principales pilares del país pues contribuye con la estabilidad macroeconómica y permite que la política fiscal pueda tener efectos positivos sobre el crecimiento y el bienestar social; asimismo, permite que el Estado tenga capacidad de respuesta frente a eventos adversos tales como los desastres naturales, pandemias, entre otros. De igual manera, entre otros aspectos, también permite acceder a bajas tasas de interés en los mercados de capitales internacionales y obtener una baja carga del pago del servicio de la deuda, lo cual hace posible disponer de un mayor espacio en el presupuesto público para gasto público productivo (salud, educación, infraestructura, entre otros);

Que, en consecuencia, es necesario dictar medidas extraordinarias y urgentes en materia económica y financiera que permitan el cumplimiento de las reglas fiscales previstas para el 2024 a través de medidas que generen una mayor eficiencia y modulen el gasto público; y que a su vez permitan mejorar la calidad de los servicios a los ciudadanos; coadyuvando a la mejora de los resultados fiscales y a preservar el equilibrio presupuestario en el presente Año Fiscal;

Que, dichas medidas permitan que las entidades del Gobierno Nacional, los gobiernos regionales y los gobiernos locales, puedan realizar modificaciones con cargo a los créditos presupuestarios que les han sido asignados por la Ley N° 31953, Ley de Presupuesto del Sector Público para el Año Fiscal 2024, y sus modificatorias, con el objetivo de lograr los resultados programados evitando recurrir a mayores créditos suplementarios;

Que, asimismo, es conveniente aprobar medidas extraordinarias que permitan establecer ahorros en la gestión de los recursos públicos en materia de gasto corriente, incorporar mayores saldos de empresas públicas generados el Año Fiscal 2023, así como otras medidas orientadas a sostener el equilibrio presupuestario;

Que, es necesario incluir medidas que coadyuven a mejorar la disminución de ingresos para las municipalidades provinciales que reciben utilidades de cajas municipales, con la finalidad de que puedan brindar mayores servicios a su comunidad;

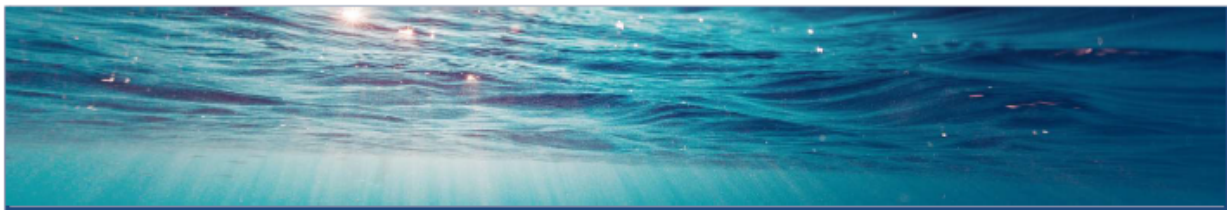
Que, es oportuno atender gradualmente a algunos gobiernos locales con mayores indicadores de pobreza y de necesidades básicas insatisfechas que han sido afectados por reducción de ingresos, así como disponer el otorgamiento excepcional del adelanto del Canon Minero a algunos gobiernos regionales y gobiernos locales, contribuyendo al financiamiento de sus proyectos en ejecución;

De conformidad con lo establecido en el inciso 19) del artículo 118 de la Constitución Política del Perú;

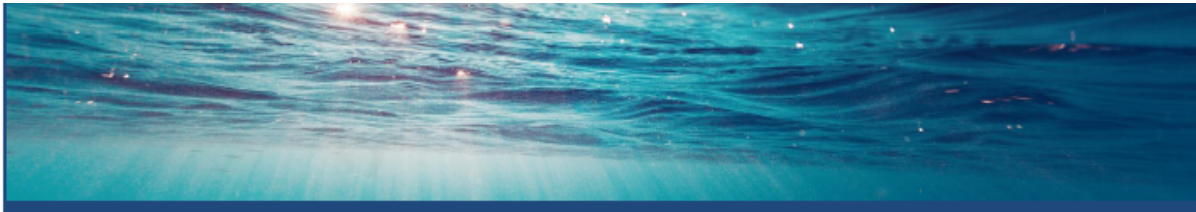
Con el voto aprobatorio del Consejo de Ministros; y,
Con cargo de dar cuenta al Congreso de la República;

ANEXO 2 – Fichas técnicas de los electrolizadores de la empresa H2B2

|   | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|----------|--------------------|-------------------------|--------------------------|---------------------------|----------------------------|----------------------------|-----------------|--|---|--|------------------------|--|------------------------------------|--|--|
| Main Characteristics | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Electrolysis Type | EL10N PEM (Proton exchange membrane, caustic free) | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Number of Cell Stacks | 1 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Hydrogen Gas Production | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Max. Nominal Hydrogen Flow | 10.05 Nm ³ /h | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Hydrogen Flow Range | 10 -100% | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Operating Pressure | 15 - 40 barg (217-580 psig) | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Hydrogen Purity (before Gas Purification) | > 99.9% ; < 25 ppm O ₂ ; H ₂ O saturated | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Hydrogen Purity (after Gas Purification) | 99.999%; < 5 ppm O ₂ ; < 5 ppm H ₂ O | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Electrical Requirements | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Voltage | 3 x 400 VAC ± 10% (3Ph+N) / 3 x 480 VAC ± 10% (3Ph+N) | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Frequency | 50 Hz ± 5% / 60 Hz ± 3% | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Power (BoP + Stack) | 53.2 kW | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Stack Consumption | 4.7 kWh/Nm ³ H ₂ | | | | | | | | | | | | | | | | |
| AC Power Consumption (BoP + Stack) | 5.3 kWh/Nm ³ H ₂ | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Feed Water - Tap Water (if Water Treatment Plant is included) | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Consumption | < 20.1 l/hr | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Conductivity | < 2,000 uS/cm (T 25 °C (77 °F)) | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Pressure | 2-6 barg (29-87 psig) | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Temperature | +5 °C to +40 °C (+41 °F to +104 °F) | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Feed Water - Demi Water (if Water Treatment Plant is not included) | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Consumption | < 1 l/Nm ³ H ₂ | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Quality | > 10 MΩcm (< 0.1 uS/cm); TOC < 30 ppb | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Control System | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| PLC | Fully automated and unattended with 7" color touch screen | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Communication | Modbus TCP/IP or Profinet (RJ45 port) | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Environmental Conditions | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Ambient Temperature Range | +5 °C to +45 °C (+41 °F to +113 °F) | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Humidity | 0 to + 95% (non-condensing) | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Air Ventilation | Available from a non-hazardous area | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Installation Area | Indoor/Outdoor | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Dimensions and weight | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Dimensions (LxWxH) | 10 ft container (3.0 m x 2.4m x 2.9m) (9.8ft x 7.9ft x 9.5ft) | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Approx. Weight | 5000 kg (11,023 lb) | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Standards & Regulations | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Compliance | CE, ISO 22734-1 /NFPA 2-2016 & NFPA 70 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Other Characteristics | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Duty Cycle | 100% (24/7) | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Start-up Time (from Stand-by) | < 1 sec | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Cold Start Time | < 5 min | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Nitrogen Supply System | For each purge, consumption is <0.1 kg at 3 barg (to be supplied by the customer) | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Instrumentation air System | Consumption 4 Nm ³ /h at 10 barg (to be supplied by the customer) | | | | | | | | | | | | | | | | |
| <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 50%; text-align: center;">Included</th> <th style="width: 50%; text-align: center;">Additional Options</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Hydrogen Cooling System</td> <td>Oxygen Processing System</td> </tr> <tr> <td>Emergency Shutdown System</td> <td>Instrumentation Air System</td> </tr> <tr> <td>Overpressure Relief System</td> <td>Nitrogen System</td> </tr> <tr> <td>Redundancy on Critical Safety Parameters</td> <td>Hydrogen Purification System (SAE J2719 September 2011)</td> </tr> <tr> <td>Heat Management (No Cooling Water is Needed)</td> <td>Water Treatment System</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Uninterruptible Power Supply (UPS)</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Extreme Environmental Conditions Package (Low and High Temp)</td> </tr> </tbody> </table> | | Included | Additional Options | Hydrogen Cooling System | Oxygen Processing System | Emergency Shutdown System | Instrumentation Air System | Overpressure Relief System | Nitrogen System | Redundancy on Critical Safety Parameters | Hydrogen Purification System (SAE J2719 September 2011) | Heat Management (No Cooling Water is Needed) | Water Treatment System | | Uninterruptible Power Supply (UPS) | | Extreme Environmental Conditions Package (Low and High Temp) |
| Included | Additional Options | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Hydrogen Cooling System | Oxygen Processing System | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Emergency Shutdown System | Instrumentation Air System | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Overpressure Relief System | Nitrogen System | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Redundancy on Critical Safety Parameters | Hydrogen Purification System (SAE J2719 September 2011) | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Heat Management (No Cooling Water is Needed) | Water Treatment System | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Uninterruptible Power Supply (UPS) | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Extreme Environmental Conditions Package (Low and High Temp) | | | | | | | | | | | | | | | | |



| Main Characteristics | | EL20N |
|---|--|---------------------------|
| Electrolysis Type | PEM (Proton exchange membrane, caustic free) | |
| Number of Cell Stacks | 1 | |
| Hydrogen Gas Production | | |
| Max. Nominal Hydrogen Flow | 1.881 kg/h | |
| Hydrogen Flow Range | 10 -100% | |
| Operating Pressure | 15 - 40 barg (217-580 psig) | |
| Hydrogen Purity (before Gas Purification) | > 99.9% ; < 25 ppm O ₂ ; H ₂ O saturated | |
| Hydrogen Purity (after Gas Purification) | As per ISO 14687 | |
| Electrical Requirements | | |
| Voltage | 3 x 400 VAC ± 10% (3Ph+N) / 3 x 480 VAC ± 10% (3Ph+N) | |
| Frequency | 50 Hz ± 5% / 60 Hz ± 3% | |
| Total installed power | 122 kW | |
| Stack Consumption (*) | ≤ 54.2 kWh/kg H ₂ | |
| AC Power Consumption (BoP + Stack) (*) | ≤ 62.8 kWh/kg H ₂ (118.1 kW Nominal Power @ BoL, 100% load) | |
| Feed Water - Deml Water (optional Water Treatment Plant is not included) | | |
| Consumption | < 1 L/Nm ³ H ₂ | |
| Conductivity | > 10 MΩcm (< 0.1 uS/cm); TOC < 30 ppb | |
| Pressure | 2-3 barg (29-43 psig) | |
| Temperature | +5 °C to +40 °C (+41 °F to +104 °F) | |
| Control System | | |
| PLC | Fully automated and unattended with 7" color touch screen | |
| Communication | Modbus TCP/IP or Profinet (RJ45 port) | |
| Environmental Conditions | | |
| Ambient Temperature Range | +5 °C to +45 °C (+41 °F to +113 °F) | |
| Humidity | 0 to + 95% (non-condensing) | |
| Air Ventilation | Available from a non-hazardous area | |
| Installation Area | Indoor/Outdoor | |
| Dimensions and weight | | |
| Dimensions (LxWxH) | 20 ft container (6.0m x 2.4m x 2.9m) (19.7ft x 7.9ft x 9.5ft) | |
| Approx. Weight | 6,000 kg (13,227 lb) | |
| Standards & Regulations | | |
| Compliance (**) | CE, ISO 22734-1 / NFPA 2-2020 & NFPA 70 | |
| Other Characteristics | | |
| Duty Cycle | 100% (24/7) | |
| Start-up Time (from Stand-by) | < 30 sec | |
| Cold Start Time | < 20 min | |
| Nitrogen System | For each purge, consumption is <0.2 kg at >1 barg (to be supplied by the customer) | |
| Instrumentation Air System | Consumption 7 Nm ³ /h at 10 barg (to be supplied by the customer) Class V as per ISO 8573.1 | |
| (*) This value could be lower, depending on final configuration (**) H2B2 can accommodate to local standards if required | | |
| Included | | Additional Options |
| Hydrogen Cooling System | Oxygen Processing System | |
| Emergency Shutdown System | Hydrogen Purification System (SAE J2719 September 2011) | |
| Overpressure Relief System | Water Treatment System | |
| Redundancy on Critical Safety Parameters | Extreme Environmental Conditions Package (Low and High Temp) | |
| Uninterruptible Power Supply (UPS) | Hydrogen Mass Flow Measure & Purity Measure (H ₂ O & O ₂ Sensors) | |
| Heat Management (No Cooling Water is Needed) | Instrumentation Air System | |
| Virtual Private Network (VPN) connection | Nitrogen System | |

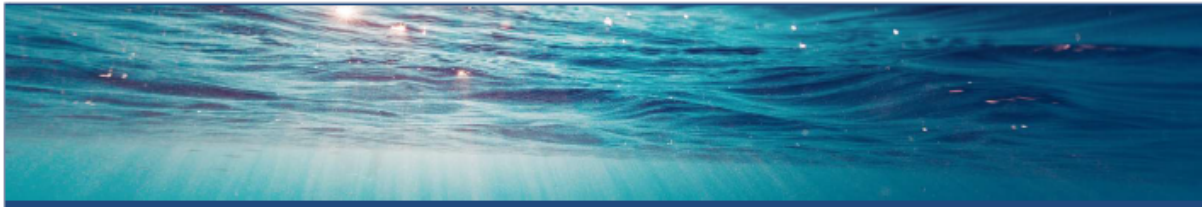


H₂B₂



| Main Characteristics | | EL30N |
|---|---|--------------|
| Electrolysis Type | PEM (Proton exchange membrane, caustic free) | |
| Number of Cell Stacks | 1 | |
| Hydrogen Gas Production | | |
| Max. Nominal Hydrogen Flow | 31.7 Nm ³ /h | |
| Hydrogen Flow Range | 10 -100% | |
| Operating Pressure | 15 - 40 barg (217-580 psig) | |
| Hydrogen Purity (before Gas Purification) | > 99.9% ; < 25 ppm O ₂ ; H ₂ O saturated | |
| Hydrogen Purity (after Gas Purification) | 99.999%; < 5 ppm O ₂ ; < 5 ppm H ₂ O | |
| Electrical Requirements | | |
| Voltage | 3 x 400 VAC ± 10% (3Ph+N) / 3 x 480 VAC ± 10% (3Ph+N) | |
| Frequency | 50 Hz ± 5% / 60 Hz ± 3% | |
| Power (BoP + Stack) | 164.8 kW | |
| Stack Consumption | 4.7 kWh/Nm ³ H ₂ | |
| AC Power Consumption (BoP + Stack) | 5.2 kWh/Nm ³ H ₂ | |
| Feed Water - Tap Water (if Water Treatment Plant is included) | | |
| Consumption | 45.3 l/h | |
| Conductivity | < 2,000 uS/cm (T 25 °C (77 °F)) | |
| Pressure | 2-6 barg (29-87 psig) | |
| Temperature | +5 °C to +40 °C (+41 °F to +104 °F) | |
| Feed Water - Demi Water (if Water Treatment Plant is not included) | | |
| Consumption | < 1 l/Nm ³ H ₂ | |
| Quality | > 10 MΩcm (< 0.1 uS/cm); TOC < 30 ppb | |
| Control System | | |
| PLC | Fully automated and unattended with 15" color touch screen | |
| Communication | Modbus TCP/IP or Profinet (RJ45 port) | |
| Environmental Conditions | | |
| Ambient Temperature Range | +5 °C to +45 °C (+41 °F to +113 °F) | |
| Humidity | 0 to +95% (non-condensing) | |
| Air Ventilation | Available from a non-hazardous area | |
| Installation Area | Indoor/Outdoor | |
| Dimensions and weight | | |
| Dimensions (LxWxH) | 20 ft container (6.0m x 2.4m x 2.9m) (19.7ft x 7.9ft x 9.5ft) | |
| Approx. Weight | 11,000 kg (24,251 lb) | |
| Standards & Regulations | | |
| Compliance | CE, ISO 22734-1 / NFPA 2-2016 & NFPA 70 | |
| Other Characteristics | | |
| Duty Cycle | 100% (24/7) | |
| Start-up Time (from Stand-by) | < 1 sec | |
| Cold Start Time | < 5 min | |
| Nitrogen Supply System | For each purge, consumption is <0.2 kg at 3 barg (to be supplied by the customer) | |
| Instrumentation air System | Consumption 7 Nm ³ /h at 10 barg (to be supplied by the customer) | |

| Included | Additional Options |
|--|--|
| Hydrogen Purification System (SAE J2719 September 2011) | Oxygen Processing System |
| Water Treatment System | Instrumentation Air System |
| Hydrogen Cooling System | Nitrogen System |
| Emergency Shutdown System | Extreme Environmental Conditions Package (Low and High Temp) |
| Overpressure Relief System | |
| Redundancy on Critical Safety Parameters | |
| Uninterruptible Power Supply (UPS) | |
| Hydrogen Mass Flow Measure & Hydrogen Purity Measure (H ₂ O & O ₂ Sensors) | |
| Heat Management (No Cooling Water is Needed) | |



| Main Characteristics | | EL60N |
|---|--|---------------------------|
| Electrolysis Type | PEM (Proton exchange membrane, caustic free) | |
| Number of Cell Stacks | 2 | |
| Hydrogen Gas Production | | |
| Max. Nominal Hydrogen Flow | 5.61 kg/h | |
| Hydrogen Flow Range | 10 - 100% | |
| Operating Pressure | 15 - 40 barg (21.7-580 psig) | |
| Hydrogen Purity (before Gas Purification) | > 99.9% ; < 25 ppm O ₂ ; H ₂ O saturated | |
| Hydrogen Purity (after Gas Purification) | As per ISO 14687 | |
| Electrical Requirements | | |
| Voltage | 3 x 400 VAC ± 10% (3Ph+N) / 3 x 480 VAC ± 10% (3Ph+N) | |
| Frequency | 50 Hz ± 5% / 60 Hz ± 3% | |
| Total installed power | 357 kW | |
| Stack Consumption (*) | ≤ 54.2 kWh/kg H ₂ | |
| AC Power Consumption (BoP + Stack) (*) | ≤ 63.7 kWh/kg H ₂ (357.4 kW Nominal Power @ BoL, 100% load) | |
| Feed Water - Demi Water (optional Water Treatment Plant is not included) | | |
| Consumption | < 1 L/Nm ³ H ₂ | |
| Conductivity | > 10 MΩcm (< 0.1 uS/cm); TOC < 30 ppb | |
| Pressure | 2-3 barg (29-43 psig) | |
| Temperature | +5 °C to +40 °C (+41 °F to +104 °F) | |
| Control System | | |
| PLC | Fully automated and unattended with 15" color touch screen | |
| Communication | Modbus TCP/IP or Profinet (RJ45 port) | |
| Environmental Conditions | | |
| Ambient Temperature Range | +5 °C to +45 °C (+41 °F to +113 °F) | |
| Humidity | 0 to + 95% (non-condensing) | |
| Air Ventilation | Available from a non-hazardous area | |
| Installation Area | Indoor/Outdoor | |
| Dimensions and weight | | |
| Dimensions (LxWxH) | 40 ft container (12.0m x 2.4m x 2.9m) (39.4ft x 7.9ft x 9.5ft) | |
| Approx. Weight | 11,000 kg (24,250 lb) | |
| Standards & Regulations | | |
| Compliance (**) | CE, ISO 22734-1 / NFPA 2-2020 & NFPA 70 | |
| Other Characteristics | | |
| Duty Cycle | 100% (24/7) | |
| Start-up Time (from Stand-by) | < 30 sec | |
| Cold Start Time | < 20 min | |
| Nitrogen System | For each purge, consumption is <0.2 kg at >1 barg (to be supplied by the customer) | |
| Instrumentation Air System | Consumption 7 Nm ³ /h at 10 barg (to be supplied by the customer) Class V as per ISO 8573.1 | |
| (*) This value could be lower, depending on final configuration | | |
| (**) H2B2 can accommodate to local standards if required | | |
| Included | | Additional Options |
| Hydrogen Cooling System | Oxygen Processing System | |
| Emergency Shutdown System | Hydrogen Purification System (SAE J2719 September 2011) | |
| Overpressure Relief System | Water Treatment System | |
| Redundancy on Critical Safety Parameters | Extreme Environmental Conditions Package (Low and High Temp) | |
| Uninterruptible Power Supply (UPS) | Hydrogen Mass Flow Measure & Purity Measure (H ₂ O & O ₂ Sensors) | |
| Heat Management (No Cooling Water is Needed) | Instrumentation Air System | |
| Virtual Private Network (VPN) connection | Nitrogen System | |

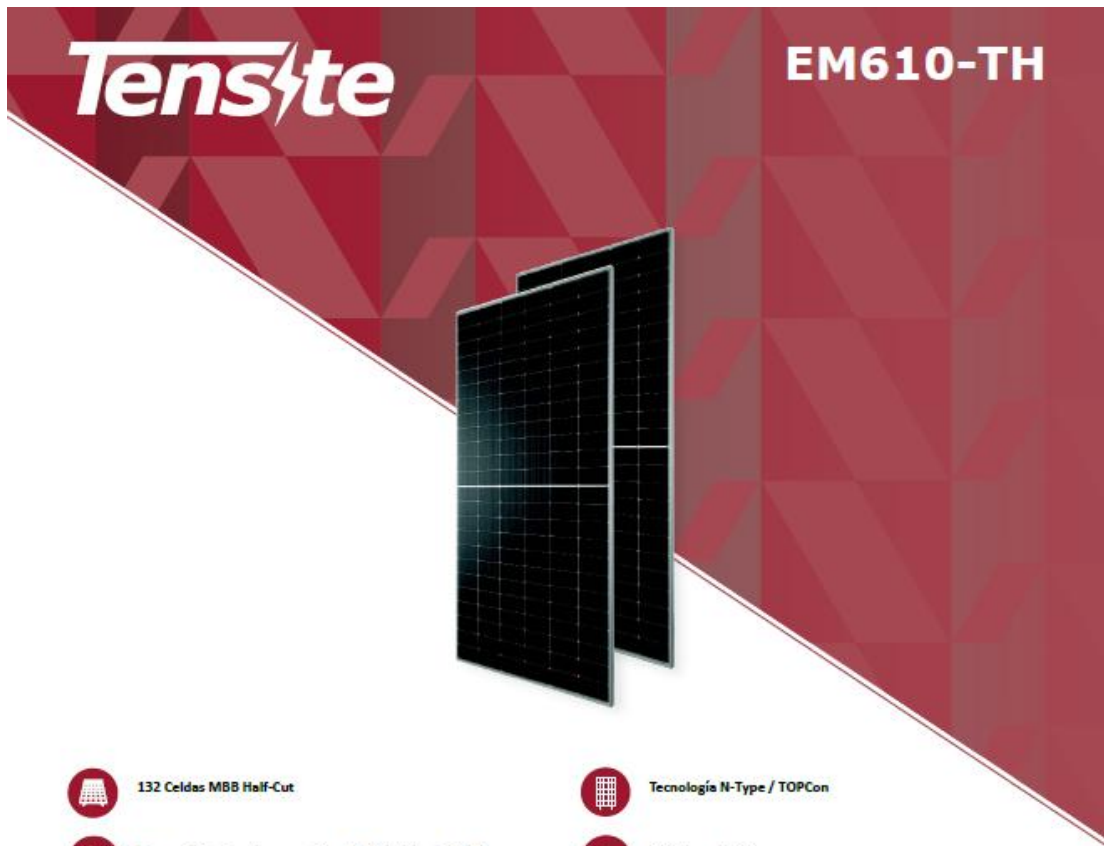
QUADRHY has been designed to store hydrogen in buffer tanks at the output of an electrolyser.






QUADRHY is a modular solution, it comes in 3 sizes.



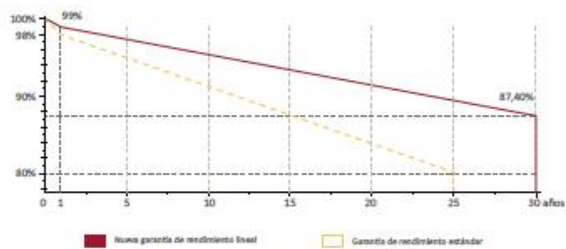
| HYDROGEN STORAGE | | | |
|---|---|----------------|-----------------|
| Hydrogen tank | Type IV –Polymer liner reinforced with composite material | | |
| Maximum working pressure (PS) | 60 bar | | |
| Valves | PRV and TPRD | | |
| Approved according to | PED 2014/68/EU | | |
| QUADRHY | | | |
| Sizes | 8ft | 20ft | 40ft |
| Total mass of stored hydrogen at 60 bar (15°C) | 16.8kg | 50.4kg | 100kg |
| Restored energy after a fuel cell with an efficiency of 50% | 275kWh | 830kWh | 1650kWh |
| Dimensions (m) | 2.42x2.42x2.72 | 5.90x2.35x2.39 | 12.05x2.35x2.39 |
| Instrumentation (P&ID) | Can be adapted to customers' requests | | |



ANEXO 3 – Fichas técnicas módulos fotovoltaicos



- 
132 Celdas MBB Half-Cut
- 
Tecnología N-Type / TOPCon
- 
Mayor eficiencia de conversión del módulo hasta 22,6%
- 
Baja degradación
- 
Resistente a condiciones ambientales adversas

GARANTÍA DE ALTO RENDIMIENTO



- 
15 Años de garantía del producto
- 
30 Años de garantía de potencia lineal

Tensite
 info@tensite-energy.com
 www.tensite-energy.com



V-ES-1
 Patrocinador oficial de


Datos Eléctricos

EM610-TH

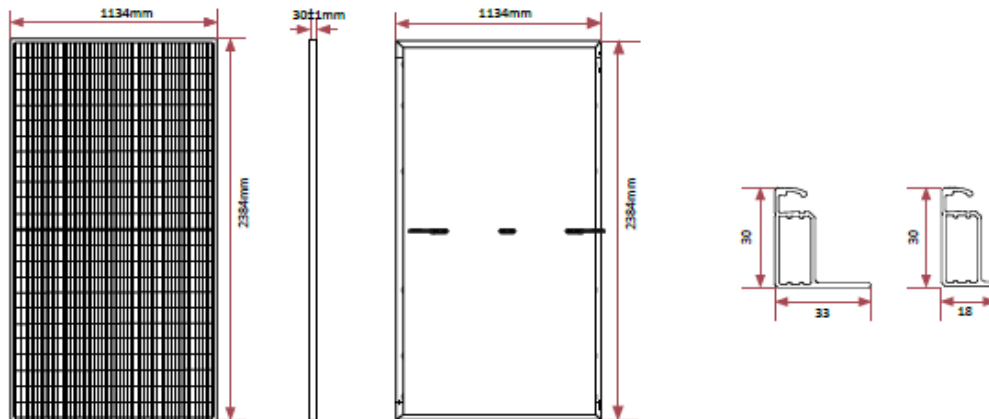
| | | |
|---|--------------|----------|
| Tipo de módulo | 610M TH Mono | |
| | STC2 | NMOT3 |
| Máxima potencia (P_{max}) | 610Wp | 461,16Wp |
| Corriente de potencia máxima (I_{mp}) | 15,34A | 12,27A |
| Voltaje de potencia máxima (V_{mp}) | 39,77V | 37,58V |
| Corriente de cortocircuito (I_{sc}) | 16,05A | 12,76A |
| Voltaje de circuito abierto (V_{oc}) | 48,10V | 45,21V |
| Eficiencia del módulo (%) | 22,60% | |
| Temperatura de funcionamiento (°C) | -40°C~+85 °C | |
| Voltaje máximo del sistema | 1500V CC | |
| Máxima capacidad del fusible en serie | 25A | |
| Coefficiente de temperatura (P_{max}) | -0,30%/ °C | |
| Coefficiente de temperatura (V_{oc}) | -0,24%/ °C | |
| Coefficiente de temperatura (I_{sc}) | 0,043%/ °C | |
| Temperatura nominal de la célula (TONC) | 45±2 °C | |

(1) Tolerancias de medición: P_{max} (± 3%) - Tipo de módulo 0/+5W
 (2) STC (Condiciones Estándar de Prueba): Irradiación 1000W/m², Temperatura de la célula 25°C, AM1.5
 (3) NMOT (Temperatura Nominal de Operación del Módulo): Irradiación 800W/m², Temperatura ambiente 20°C, AM1.5 y viento de 3m/s.

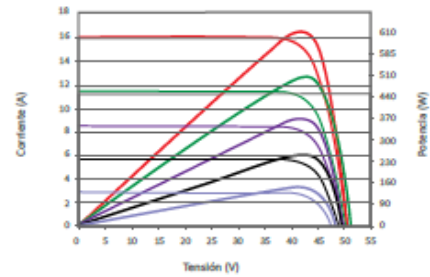
Características mecánicas

| | |
|-------------------------------------|---|
| Tipo de célula | N-Type (182x91mm) |
| Nº de células | 132(6x11x2) |
| Dimensiones | 2384x1134x30mm |
| Peso | 28,5kg |
| Cubierta frontal (material/espesor) | Recubrimiento AR, Alta Transmisión, Bajo Hierro, Vidrio Templado/ 3.2mm |
| Marco (material/color) | Aluminio anodizado / Plata |
| Grado protección Caja de conexiones | IP68 |
| Salida de cables / Longitud | TÜV 1x4,0mm ² / UL12AEG / 1200mm |

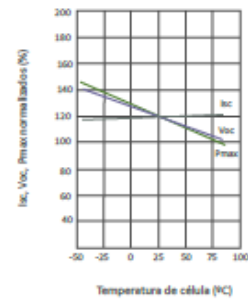
Dimensiones



Curvas de Corriente-Tensión & Potencia-Tensión



Temperatura dependiente de I_{sc} , V_{oc} , P_{max}



ANEXO 4 – Fichas técnicas estructura metálica

Ficha técnica:
AD Solution
















Especificaciones

Materiales: aluminio anodizado 6005 T5
Acero inoxidable 304

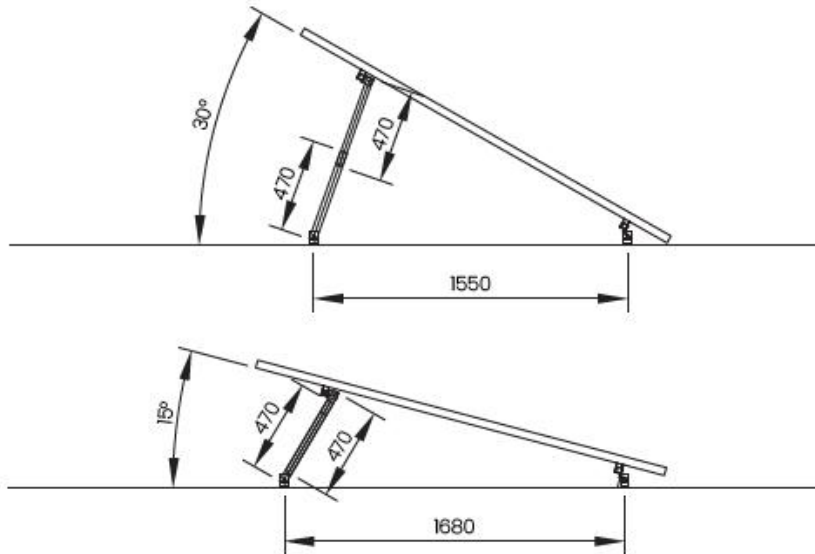
Velocidad del viento: hasta 45 m/s

Carga de nieve: hasta 50 cm

Accesorios

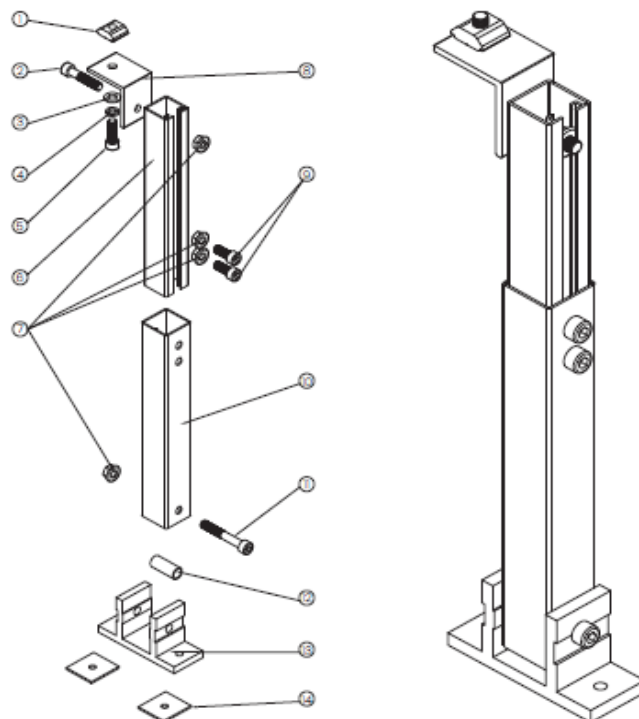
| 144 células |  |  |  |  |  | |
|----------------------|--|--|--|---|--|--|
| Cantidad/ paneles | | | | | | |
| 2 paneles | 2 | 2 | 2 | 2 | 4 | |
| 3 paneles | 3 | 3 | 2 | 4 | 4 | |
| 72 células |  |  |  |  |  |  |
| Cantidad/ paneles | | | | | | |
| 2 paneles | 2 | 2 | 4 | 2 | 2 | 4 |
| 3 paneles | 3 | 3 | 6 | 4 | 4 | 4 |

Desglose y medidas

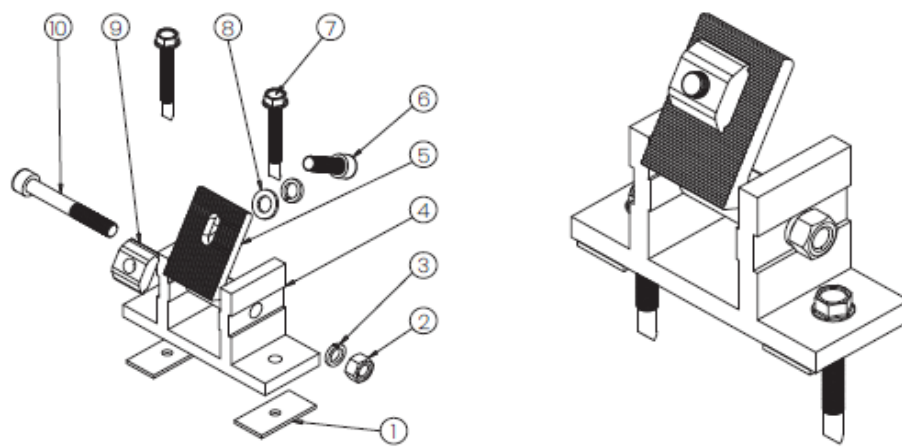


Desglose y medidas

Patras traseras ajustables



Patas frontales





Inversor de String Inteligente

SUN2000-60KTL-M0



Inteligente

- monitorización inteligente de 12 strings y resolución rápida de problemas.
- Soporte de comunicaciones por línea de alimentación eléctrica (PLC).
- Soporte de diagnóstico inteligente de curvas I-V.

Eficiente

- Máxima eficiencia del 98,9%, eficiencia europea del 98,7% (@480Vac)
- Máxima eficiencia del 98,9%, eficiencia europea del 98,7% (@380Vac / 400Vac)
- 6 MPPT para adaptarse de manera versátil a distintas disposiciones

Seguro

- Desconexión de CC integrada; mantenimiento seguro y práctico.
- Unidad de monitorización de la intensidad Residual (RCMU) integrada.
- Diseño sin fusibles.

Confiable

- Tecnología de enfriamiento natural.
- Clase de protección IP65.
- Protectores de sobreintensidad tipo II tanto para CC como para CA.

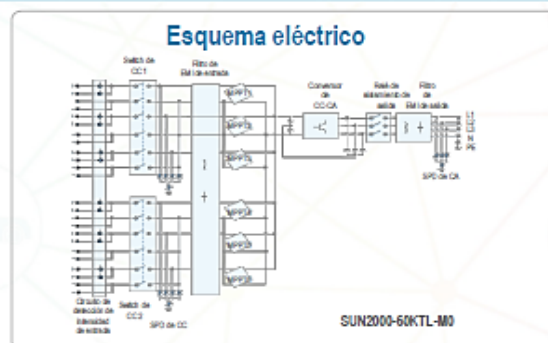
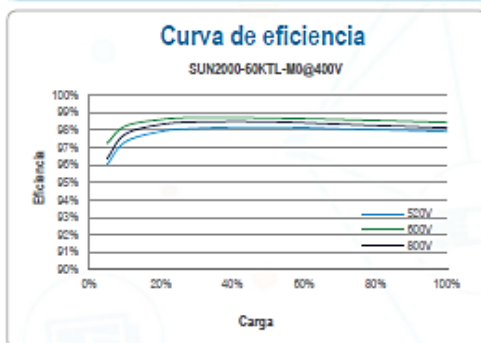
Always Available for Highest Yields

solar.huawei.com/es/

Inversor de String Inteligente (SUN2000-60KTL-M0)



| Especificaciones técnicas | SUN2000-60KTL-M0 |
|---|---|
| | Eficiencia |
| Eficiencia máxima | 98.9% @480 Vac; 98.7% @380 Vac / 400 Vac |
| Eficiencia europea | 98.7% @480 Vac; 98.5% @380 Vac / 400 Vac |
| | Entrada |
| Máx. tensión de entrada | 1,100 V |
| Máx. intensidad por MPPT | 22 A |
| Máx. intensidad de cortocircuito por MPPT | 30 A |
| tensión de entrada inicial | 200 V |
| Rango de tensión de operación de MPPT | 200 V~1,000 V |
| tensión nominal de entrada | 600 V @380 Vac / 400 Vac; 720 V @480 Vac |
| Máx. cantidad de entradas | 12 |
| Cantidad de MPPT | 6 |
| | Salida |
| Potencia nominal activa de CA | 60,000 W |
| Máx. potencia aparente de CA | 66,000 VA |
| Máx. potencia activa de CA (cosφ=1) | 66,000 W |
| tensión nominal de salida | 220V / 380V, 230V / 400V, default 3W-N+PE; 3W+PE optional in settings 277V / 480V, 3W+PE |
| Frecuencia nominal de red de CA | 50 Hz / 60 Hz |
| intensidad de salida nominal | 91.2 A @380 Vac, 86.7 A @400 Vac, 72.2 A @480 Vac |
| Máx. intensidad de salida | 100 A @380 Vac, 95.3 A @400 Vac, 79.4 A @480 Vac |
| Factor de potencia ajustable | 0.8 LG ... 0.8 LD |
| Máx. distorsión armónica total | < 3% |
| | Protección |
| Dispositivo de desconexión del lado de entrada | Si |
| Protección contra funcionamiento en isla | Si |
| Protección contra sobretensión de CA | Si |
| Protección contra polaridad inversa de CC | Si |
| monitorización de fallos en strings de sistemas fotovoltaicos | Si |
| Protector contra sobretensión de CC | Tipo II |
| Protector contra sobretensión de CA | Tipo II |
| Detección de aislamiento de CC | Si |
| Unidad de monitorización de la intensidad Residual | Si |
| | Comunicación |
| Visualización | Indicadores LED, Bluetooth + APP |
| RS485 | Si |
| USB | Si |
| Comunicación por línea de alimentación eléctrica (PLC) | Si |
| | General |
| Dimensiones (ancho x altura x profundidad) | 1,075 x 555 x 300 mm (42.3 x 21.9 x 11.8 pulgadas) |
| Peso (con soporte de montaje) | 74 kg (163.1 lb.) |
| Rango de temperatura de operación | -25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F) |
| Enfriamiento | Convección natural |
| Altitud de operación | 4,000 m (13,123 ft.) |
| Humedad relativa | 0 ~ 100% |
| Conector de CC | Amphenol Heiles H4 |
| Conector de CA | Terminal de PG resistente al agua + Arendel |
| Clase de protección | IP65 |
| Topología | Sin transformador |
| | Cumplimiento de normas (Más información disponible a pedido) |
| Certificado | EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, EN 50530, IEC 62116, IEC 62910, IEC 60068, IEC 61633 |
| Código de red | IEC 61727, VDE 4105/0125, UTE C 15-712-1, EN 50438, CLC/TS 50649-1, CEI 0-16/21, C10/11, RD 1699, PO 12.9 |



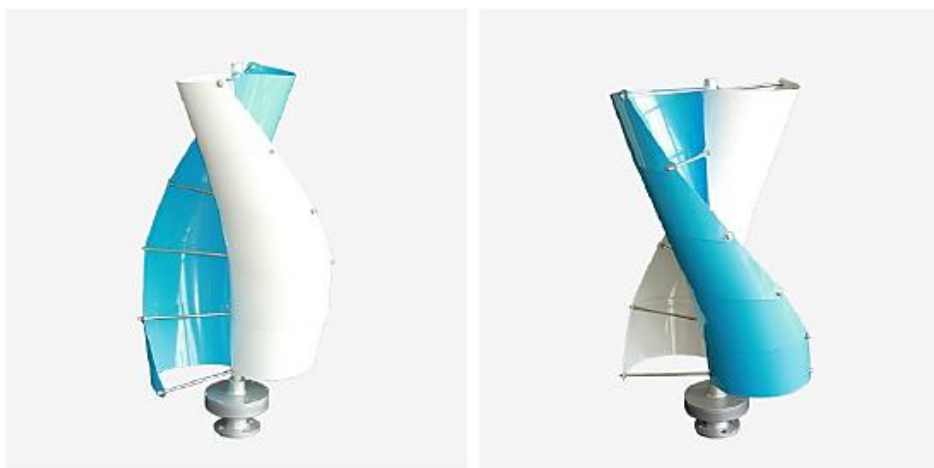
El texto y las figuras reflejan el estado teórico actual al momento de la impresión. Sujeto a cambios técnicos. Se exceptúan errores y omisiones. Huawei no será responsable de errores de impresión o de otro tipo. Para obtener mayor información, visite el sitio web solar.huawei.com. Versión No.01-2021(00)

ANEXO 6 – Ficha técnica de aerogenerador eólico



Wuxi RexCo Technology Co., Ltd
201, 19th Building, 100 Jinxi Rd, Binhu District, Wuxi, Jiangsu, China
Tel: 86-(510)88151556

RC-600SV Wind Turbine



Feature

1,VAWTs are better able to harvest turbulent air flow found around buildings and other structures.

2,VAWTs are ideal for both rural and urban applications, including roof top installations. Depending on the shape of the roof, the wind flow over the roof can be concentrated, leading to an increased energy output.

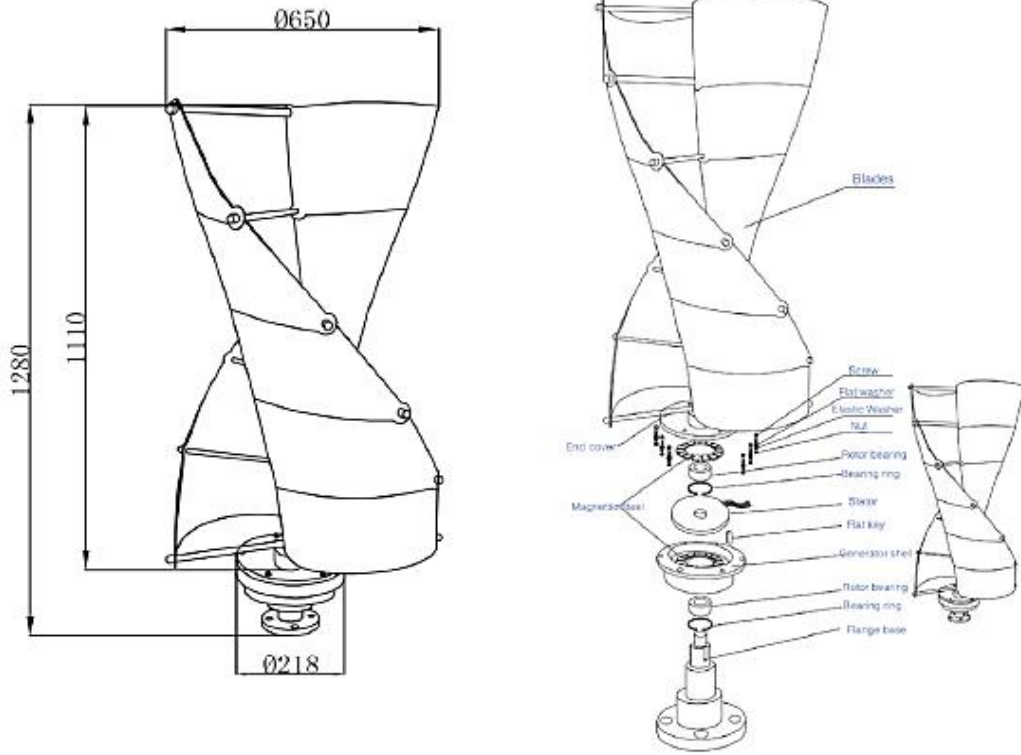
3,Simple to install and maintain.

Parameter

| Model | RC-600SV-A |
|---------------------|---------------|
| Rated Output | 600W |
| Peak Output | 610W |
| Rated Voltage | 12V/24V/48VAC |
| Start-up Wind Speed | 2.5 m/s |
| Cut-in Wind Speed | 3.5m/s |

| | |
|---------------------|--|
| Rated Wind speed | 12m/s |
| Survival Max. wind | 45m/s |
| Number of Blades | 10 |
| Rotor Diameter | 0.65m |
| Blade Material | Casting aluminum alloy |
| Generator Type | 3-phase Maglev with high performance Neodymium Magnets |
| Generator case | Casting aluminum alloy |
| Controller Type | PWM |
| Net Weight | 22kg |
| Tower Connector | Flange |
| Flange Size * | DN40 |
| Tower Type * | Guy Cable Tower |
| Tower Size * | 3mX2, 76*3mm |
| Working Temp. range | from -40°C to 60°C |
| Product Life | 15 years |
| Warranty | 1 years |
| Applications | on/off-grid solar & wind hybrid system etc. |
| Measurement | 127*31*31cm |
| Gross Weight | 27kg |





Package



Project Case



UNW

UNW